

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт Ю <sub>1</sub> ) на нефтяном месторождении (Новосибирская область, Северный район)»

УДК 622.243.23:622.323(571.14)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Алдажаров Есей Талгатович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Хорев Владимир Сергеевич	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

Томск – 2018 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области математических, естественных и социально-экономических наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. руководителя отделения

\_\_\_\_\_ Меркулов В.П.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б4В	Алдажаров Есей Талгатович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт Ю <sub>1</sub> ) на нефтяном месторождении (Новосибирская область, Северный район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	7 февраля 2018 года
--	---------------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<p>Геологические условия бурения</p> <p>Глубина по вертикали: по расчету</p> <p>Интервал отбора керна: в интервале продуктивного пласта</p> <p>Объект испытания в процессе бурения: пласт Ю1</p> <p>Тип профиля: наклонно-направленный</p> <p>Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1500 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 40 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, интервал установки ГНО 2200–2300 м.</p> <p>Диаметр эксплуатационной колонны: 168,3 мм</p> <p>Способ цементирования: по расчету</p> <p>Способ вторичного вскрытия пласта: перфорация</p>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p><b>ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b></p> <p>Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</p> <p>Геологические условия бурения</p> <p>Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</p> <p>Зоны возможных осложнений</p> <p>Исследовательские работы</p> <p><b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b></p> <p>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>Обоснование конструкции скважины</p> <p>Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>Построение совмещенного графика давлений</p> <p>Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>Выбор интервалов цементирования</p> <p>Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p>

	Разработка схем обвязки устья скважины Углубление скважины Выбор способа бурения Выбор породоразрушающего инструмента Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород Расчет частоты вращения долота Выбор и обоснование типа забойного двигателя Выбор компоновки и расчет бурильной колонны Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов Выбор гидравлической программы промывки скважины Технические средства и режимы бурения при отборе керна Проектирование процессов заканчивания скважин Расчет обсадных колонн Расчет наружных избыточных давлений Расчет внутренних избыточных давлений Конструирование обсадной колонны по длине Расчет процессов цементирования скважины Выбор способа цементирования обсадных колонн Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк Вера Борисовна, к.э.н., доцент каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Алексеев Николай Архипович, ст. преп-ль каф. экологии и безопасности жизнедеятельности

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	6 февраля 2017 года
--	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Хорев Владимир Сергеевич	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Алдажаров Есей Талгатович		

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

---

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2018 года
--	------------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Геологическая и технологическая части	65
	2. Специальная часть и графические приложения	30
	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

## Задание для раздела

### Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Алдажаров Есею Талгатовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительства скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скорости бурения.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочника Единых норм времени (ЕНВ) и др
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20% Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 18%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
Организационная структура управления организацией. Линейный календарный график выполнения работ. Нормативная карта	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Е.М.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Алдажаров Есей Талгатович		

## Задание для раздела

### Социальная ответственность

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Алдажаров Есей Талгатович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт Ю <sub>1</sub> ) на нефтяном месторождении (Новосибирская область, Северный район)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины в следующей последовательности</p>	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе;</li> <li>- повышенные уровни шума и вибрации;</li> <li>- недостаточное освещение рабочей зоны;</li> <li>- повышенная запыленность и загазованность;</li> <li>- необходимые средства защиты от вредных факторов.</li> </ul> <p>Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</li> <li>- поражение электрическим током;</li> <li>- пожаровзрывоопасность;</li> <li>- необходимые средства защиты от опасных факторов;</li> <li>- работы на высоте.</li> </ul>

<p>2. Экологическая безопасность</p> <p>2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;</p> <p>2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.</p>	<p>Экологическая безопасность:</p> <p>2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);</li> <li>- на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора);</li> <li>- на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);</li> </ul> <p>2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин;</p> <p>3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.</p>	<p>Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях);</li> <li>природного характера – (лесные пожары);</li> </ul> <p>3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>Специальные правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);</p> <p>4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Алдажаров Есей Талгатович		



## Реферат

Выпускная квалификационная работа (ВКР) состоит из 93 стр., 20 рис., 48 табл., источников литературы, листов графического материала и приложений.

Ключевые слова: СКВАЖИНА, НЕФТЬ, БУРЕНИЕ, НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННАЯ, ВЗД.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Новосибирской области.

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на нефтяном месторождении

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2500 метров на нефтяном месторождении Новосибирской области.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

## Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

– газонефтеводопроявление: Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- ФСПЩГН – фильтр скважинный проволочно-щелевой с гравийной набивкой;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- РУО – раствор на углеводородной основе;
- МСЦ – муфта ступенчатого цементированья;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- ВМГЗ – всесезонное масло гидравлическое, полученное методом загущения;
- ДТ – дизельное топливо;
- ПДМ – пакер для двухступенчатого и манжетного цементированья;
- БКП – башмак колонный пластиковый;
- ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный»
- ЦПН – центратор пружинный неразборный;

- ГЦУ – головка цементирующая универсальная;
- ПРП – пробка продажная;
- ЦТЖ – центартор-турбулизатор жёсткий;
- ПЦТ – портландцемент тампонажный;
- ПДК – предельно допустимая концентрация.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - выше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1); ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

## Введение

Нефтяная отрасль России — одна из основных отраслей экономики России, включающая в себя добычу, переработку, транспортировку и сбыт нефти, а также производство, транспортировку и сбыт нефтепродуктов. Также, из нефти получают: синтетику, горючие средства, полиэтилен и пластик, лечебные и косметические средства, пластмассы.

Бурение нефтяных и газовых скважин является одним из наиболее сложных и трудоемких технических процессов в нефтегазовой отрасли, который связан с огромным числом рисков и прочих факторов, способных вызвать осложнения и/или аварии.

При выполнении данного дипломного проекта были учтены все реальные особенности и будущность дальнейшего развития месторождения. Также были спроектированы все общетехнические и технологические решения, направленные на увеличение качества строительства скважины.

## Содержание

Введение	12
1 Общая и геологическая часть	16
1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	16
1.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	21
1.3 Возможные осложнения по разрезу скважины	24
2 Технологическая часть	29
2.1 Обоснование и расчёт профиля (траектории) скважины	29
2.2 Обоснование конструкции скважины	31
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	31
2.2.2 Построение графика совмещённых давлений	32
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	32
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	33
2.2.5 Расчёт диаметров скважин и обсадных колонн	33
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	34
2.3 Углубление скважины	35
2.3.1 Выбор способа бурения	35
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	35
2.3.3 Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	36
2.3.4 Расчёт частоты вращения долота	38
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	39
2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны	40
2.3.7 Обоснование типов и компонентных составов промывочной жидкости	47
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	51
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	51
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	52
2.4.1 Расчёт обсадных колонн	52
2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений	52
2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений	55
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	57
2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины	58
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	58
2.4.2.2 Расчёт тампонажной смеси и количества составных компонентов	58
2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочных жидкостей	59
2.4.2.4 Гидравлический расчёт цементирования скважины	59
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	60
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	61
2.5. Выбор буровой установки	63
3 Специальная глава	64
3.1 Двигатели с регулируемым углом (принцип, конструкция)	64

3.1.1 Конструкции ВЗД для направленного бурения	65
3.1.2 Конструкция типового регулятора угла	67
3.1.3 Методика наклонно-направленного бурения	69
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	70
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия ОАО «Новосибирскнефтегаз»	70
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия	70
4.1.2 Организационная структура управления предприятием	71
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	72
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	72
4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	73
4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ	74
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)	75
4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии	77
5 Социальная ответственность	79
5.1. Производственная безопасность	79
5.1.1. Анализ возможных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе	79
5.1.2. Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	82
5.2 Экологическая безопасность	86
5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду	86
5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности	86
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	87
5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС	88
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	88
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	88
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	89
Заключение	92
Список использованных источников	93
Приложение А	98
Приложение Б	105
Приложение В	112

Приложение Г	113
Приложение Д	116
Приложение Е	124

# 1 Общая и геологическая часть

## 1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Таблица 1.1 – Прогноз стратиграфического разреза скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Интервал по вертикали, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	Четвертичные отложения	Q	0		1,3
20	150	Некрасовская серия	P3 nk	0 - 5		1,3
150	200	Чеганская свита	P3 chn	0 - 5		1,3
200	275	Люлинворская свита	P2 ll	0 - 5		1,3
275	295	Талицкая свита	P1 tl	0 - 5		1,3
295	360	Г анькинская свита	K2 gn	0 - 5		1,3
360	420	Славгородская свита	K2 slv	0 - 5		1,3
420	595	Ипатовская свита	K2 ip	0 - 5		1,3
595	625	Кузнецовская свита	K2 kz	0 - 5		1,3
625	1445	Покурская свита	K 1-2 pk	0 - 5		1,3
1445	2140	Киялинская свита	K1 al	0 - 5		1,2
2140	2200	Тарская свита	K1tr	0 - 5		1,2
2200	2405	Куломзинская свита	K1 klm	0 - 5		1,2
2405	2460	Баженовская свита	J3 bg	0 - 5		1,1
2460	2480	Георгиевская свита	J3 gr	0 - 5		1,4
2480	2530	Васюганская свита	J2-3 vs	0 - 5		1,1
2530	2560	Тюменская свита	J2 tm	0 - 5		1,1



Таблица 1.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Название стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (кровля)	до (подошва)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Четвертичные отложения	0	20	песок глина	50 50	Почвенно-растительной слой, глины и суглинки, желтовато-серые пески и супеси.
Некрасовская серия	20	150	глина песок	20 80	Пески светло-серые, мелкозернистые, с подчиненными прослоями глин темно-серых, зеленовато-серых .
Чеганская свита	150	200	песок глина	10 90	Глины серые, плотные, с пропластками и линзами бурых углей, светло-серые пески.
Люлинворская свита	200	275	глина	100	Глины зеленовато-серые, опоковидные, алевроистые с тонкими прослоями песчаников.
Талицкая свита	275	295	глина песчаник	95 5	Глины серые, с прослоями алевролитов и песчаников.
Ганькинская свита	295	360	песок глина	5 95	Глины серые и зеленовато-серые, известковистые с прослоями мергелей, песчаников и алевролитов.
Славгородская свита	360	420	глина	100	Глины серые, зеленовато-серые, плотные, иногда алевролитовые или опоковидные.
Ипатовская свита	420	595	песчаник глина	90 10	Песчаники глауконито-кварцевые с резко подчиненными прослоями алевролитов и глин.
Кузнецовская свита	595	625	глина	100	Глины темно-серые с редкими линзочками песка.
Покурская свита	625	1445	глина песчаник алевролит	60 20 20	Неравномерное переслаивание глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно-серые, слюдистые с гнездами песка. Алевролиты серые, слюдистые, слабоупрочненные. Песчаники серые, желто-серые, разномернистые.
Киялинская свита	1445	2140	песчаник алевролит глина	20 20 60	Глины пестроцветные , бурые, плотные с прослоями песчаников и алевролитов серых, слюдистых, разномернистых.

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6
Тарская свита	2140	2200	глина песчаник алевролит	20 20 60	Песчаники серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, слюдистые, известковистые, крепкоцементированные, с прослоями алевролитов серых до темно-серых, крепких и аргиллитов темно серых, плотных, слюдистых.
Куломзинская свита	2200	2405	аргиллит алевролит песчаник	20 30 50	Аргиллиты темно-серые, слоистые и массивные, плотные с растительными остатками; песчаники и алевролиты серые, мелкозернистые, известковистые.
Баженовская свита	2405	2460	аргиллит	100	Аргиллиты темно-серые, битуминозные , слоистые с ихтиодетритом.
Георгиевская свита	2460	2480	аргиллит	100	Темно-серые, морского происхождения битуминозные аргиллиты.
Васюганская свита	2480	2530	песчаник алевролит аргиллит	20 20 60	Аргиллиты серые и темно-серые, слоистые с тонкими прослойками и линзами песчаников и алевролитов серых, массивных и слоистых, мелкозернистых, полимиктовых и кварц-полевошпатовых, известковистых, крепкоцементированных.
Тюменская свита	2530	2560	аргиллит алевролит песчаник	50 40 10	Аргиллиты темно-серые, с прослоями алевролитов серых и светло-серых и мелкозернистых песчаников.

Таблица 1.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/2 мм	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	песок глина	2.0 1.9	25-30 30	2500 0	10 100	0 0	0 10	1 2	10 4	мягкая
P <sub>3</sub> nk	20	150	глина песок	2.1 1.9	30 30	0 1000	95 20	0 0	10 0	2 1	4 10	мягкая
P <sub>3</sub> chn	150	200	глина песок	2.1 1.9	30 30	0 1000	95 20	0 5	10 0	2 1	4 10	мягкая
P <sub>2</sub> ll	200	275	глина	2.2	20	0	100	0	10	4	4	мягкая
P <sub>1</sub> tl	275	295	глина песчаник	2.2 2.1	30 22	0 30	95 10	0 3	10 30	5 2	10 10	мягкая
K <sub>2</sub> gn	295	360	алевролит глина	2.1 2.3	20 25	50 0	10 95	3 0	20 15	2 3	10 4	мягкая
K <sub>2</sub> slv	360	420	глина	2.3	25	0	100	0	15	3	4	мягкая
K <sub>2</sub> ip	420	595	песчаник глина	2.1 2.3	22 20	30 0	10 95	3 0	30 10	2 3	10 4	мягкая
K <sub>2</sub> kz	595	625	глина	2.3	25	0	95	5	10	4	4	мягкая
K 1-2 pk	625	1445	песчаника алевролит глина	2.1 2.1 2.4	22 20 20	30 50 0	10 10 95	3 3 0	30 20 20	2 2 3	10 10 4	мягкая средняя

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ki kl	1445	2140	песчаник алевролит глина	2.0 2.2 2.4	22 20 14	10-30 10 0	10 15 95	3 10 5	25 25 20	3.5 3.5 3.5	10 10 3	средняя
Kitr	2i40	2200	глина песчаник алевролит	2.2 2.1 2.3	19 20 16	0 20 -50 10-15	95 10- 20 20-30	5-10 10 10	25 20 25	3.5 3 3	4 4 6	средняя
K1 klm	2200	2405	аргиллит алевролит песчаник	2.4 2.3 2.3	5 15 10	0 10 -15 9-300	90 30 25	0 5 0	40 30 70	2 3 3	4 6 6	средняя
J3 bg	2405	2460	аргиллит	2.4	5	5	90	0	10	1.5	10	средняя, твердая
J3 gr	2460	2480	аргиллит	2.4	5	5	90	0	10	1.5	10	средняя, твердая
J2-3 vs	2480	2530	аргиллит алевролит песчаник	2.4 2.3 2.3	5 16 15	0 0 50	90 30 20	5 5 5	80 40 65	3 3 3	4 6 10	твердая
J2 tm	2530	2560	аргиллит алевролит песчаник	2.4 2.3 2.3	15 5 10	0 5 5-20	90 30 20	1 0 3	100 40 70	1.5 2 1.5	4 6 10	твердая

Таблица 1.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического под- разделения	Интервал залегания мно- голетнемерзлых пород, м		Тип много- летне- мерзлых пород (ос- новная, ре- ликтовая)	Льди- стость, %	Наличие: да, нет			
	от	до			избыточной льди- стости в породе в виде линз, про- пластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (за- щемленных) вод	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Многолетнемерзлые породы в разрезе отсутствуют								

## 1.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица 1.5 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Подвижность, Дарси на СП	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	Параметры растворённого газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор м <sup>3</sup> /т	содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J3 (Юх)	2480	2500	порový	0,71	0,81	0,088	0,2	1,81	50-300	116	Отсут.	0,59	0,97	-	76

Таблица 1.6 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, % по Объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Плотность газоконденсата, г/см <sup>3</sup>		Фазовая проницаемость, мДарси
	от (верх)	до (низ)								в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Вскрытие газоносных и газоконденсатных пластов в проектной скважине не планируется												

Таблица 1.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Фазовая проницаемость, мДарси	Химический состав воды в мг/эквивалентной форме						Цепень минерализации, г/л	Типы воды по Сулину ГКН-гидрокарбонатно-натриевый; ХЛК-хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					Анионы			Катионы					
							Cl <sup>-</sup>	SO4	HCO3 <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> R <sup>+</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q + P	0	295	поровый	1,0	-	-							1	ГКН	да
Ki-2pk	625	1445	поровый	1.004-1.01	-	100-1000	310	0	3	274	10	28	18	ХЛК	нет
K <sub>1</sub> tr	2140	2200	поровый	1.01 -1.02	-	1000	50	0	3	73	2	80	21	ХЛК	нет
J2-3 vs	2480	2530	поровый	1.012 -1.02	-	170	690	0	12	315	16	54	45	ХЛК	нет

Таблица 1.8 – Давление и температура по разрезу

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	ДО (низ)	пластового			Порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источ ник полу- чения
			кгс/см <sup>2</sup> на м		источ ник полу- чения	кгс/см <sup>2</sup> на м		источ ник полу- чения	кгс/см <sup>2</sup> на м		источ ник полу- чения					
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q + P	0	295	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,100	ПГФ	0,172	0,173	ПГФ	0	0,22	ПГФ	9	ПГФ
K2 gn	295	360	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,173	0,174	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	11	ПГФ
K2 slv	360	420	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,174	0,173	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	13	ПГФ
K ip	420	595	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,173	0,172	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	18	ПГФ
K2 kz	595	625	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,172	0,172	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	19	ПГФ
K1-2 pk	625	1445	0,100	0,101	ПГФ	0,100	0,101	ПГФ	0,172	0,175	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K kl	1445	2140	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,175	0,175	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	77	ПГФ
K1tr	2140	2200	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,175	0,177	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	79	ПГФ
K1 klm	2200	2405	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,177	0,178	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	87	ПГФ
J3 bg	2405	2460	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	89	ПГФ
J3 gr	2460	2480	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	89	ПГФ
J2-3 vs	2480	2530	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	91	ПГФ
J2 tm	2530	2560	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,24	0,24	ПГФ	93	ПГФ

Примечание: в графах 6; 9; 12; 15; 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПГФ - прогноз по геофизическим исследованиям.

### 1.3 Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 1.9 – Прогноз поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Глубина статического уровня при максимальном поглощении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа/м		Условия возникновения поглощения (повышение плотности бур. раствора, гидродинамическое давление и др.)
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q+P3 nk	0	150	2	10		0,172	0,2	Увеличение плотности промывочной жидкости, повышение водоотдачи, не соблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение репрессии на пласт более чем на 20%, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
K 2 ip	420	595	3	30	нет	0,172	0,2	
K 1-2 pk	625	1445	3	120	да	0,172	0,2	
Ki kl	1445	2140	3	120	да	0,173	0,2	
K <sub>1</sub> tr+K <sub>1</sub> klm	2140	2405	3	120	да	0,175	0,2	



Таблица 1.10 – Прогноз осыпей и обвалов стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность г/см <sup>3</sup>	дополнительные данные по раствору, влияющему на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q+P <sub>3</sub> nk	0	150	глинистый	менее 1,12	водоотдача > 10 см <sup>3</sup> за 30 мин.	3	Проработка, промывка, увеличение плотности, снижение водоотдачи промывочной жидкости. Соблюдение скоростей бурения, проработка, промывка ствола скважины
P <sub>2</sub> ll+Pitl	200	295	глинистый	менее 1,12	водоотдача > 10 см <sup>3</sup> за 30 мин.	1,5	
K1-2 pk + K1 kl	625	2140	полимерглинистый	менее 1,08	водоотдача > 10 см <sup>3</sup> за 30 мин.	1,5	
J3 bg+gr	2405	2480	полимерглинистый	менее 1,05	водоотдача > 10 см <sup>3</sup> за 30 мин.	1,5	

Таблица 1.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см <sup>3</sup>		Данные по объекту		Условие возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного	температура, град.			
							устье скважины	в проявляющем пласте		
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
P1-2 рк	625	1445	Вода	-	1,02	1,02	20	48	Снижение притока давления на пласт ниже гидростатического. Высокая скорость подъема КНБК. Не соответствие проектных решений фактическим горно-геологическим условиям	Увеличение объема бурового раствора в приёмных емкостях, пузырьки газа, пленка нефти, увеличение скорости потока (расхода) бурового раствора на выходе из скважины
J3 (Ю1)	2480	2500	Нефть	-	0,71	0,71	20	89		

Примечание:

1. С целью обеспечения контролируемости скважины и реализации мероприятий по ликвидации газонефтеводопроявлений без осложнений, определяется допустимый объем поступления пластового флюида в ствол скважины, который должен быть не более: 0,5 м<sup>3</sup> - при подъеме труб и 1,0 м<sup>3</sup> - при бурении и прочих операциях.
2. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину, буровая бригада действует, согласно плану ликвидации аварий.

Таблица 1.12 – Прихватопасные зоны

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальни- кообразования и т.д.)	Буровой раствор, при применении кото- рого произошел прихват				Наличие ограничений оставления инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникно- вения прихвата
	от (верх)	до (низ)		Тип	плот- ность, г/см <sup>3</sup>	водо- отдача, см <sup>3</sup> /30 мин	Смазы- вающие добавки (назва- ние)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K1-2 pk	625	1445	От обвалов и осыпи неустой- чивых пород и заклинки ин- струмента	глинистый	1,18	>10	-	да	Несоблюдение па- раметров раствора и режима промывки, недостаточная очистка от выбу- ренной породы.
Ki kl	1445	2405	От заклинки инструмента, сальнико и желообразования	глинистый	1,12	>10	-	да	
J3bg+gr	2405	2480	От заклинки инструмента, пе- репада давления скважина- пласт	глинистый	1,12	>10	-	да	Несоблюдение па- раметров раствора и режима промывки, недостаточная очистка от выбуренной породы. Оставление бурового инструмента без движения. Уве- личение плотности бурового раствора выше проектной.
J2-3 vs	2480	2530		глинистый	>1.13	>10	нефть	да	

Таблица 1.13 – Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Название текучей породы	Минимальная плотность бурового раствора, при которой еще не нарушается процесс бурения, г/см <sup>3</sup>	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
В разрезе месторождения текучие породы отсутствуют					

Таблица 1.14 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Вид осложнения (же- лобообразование, пе- региб ствола, искрив- ление и т.п.)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
P3 nk	20	150	Разжижение бурового раствора	Разбавление бурового раствора пластовыми водами
K2 gn	295	360	Посадки и заклинки КНБК или обсадной колонны кондуктора	Недостаточная очистка ствола скважины от выбу- ренной породы, сужение ствола, образование сальни- ков и оставление их в ство- ле скважины при подъеме бурильного инструмента после шаблонирования
K1.2 pk	625	1445	Разжижение бурового раствора	Разбавление бурового рас- твора пластовыми водами
K1 + J	1445	2560	Посадки и затяжки бурильной колонны во время СПО	Сужение ствола скважины из-за несоответствия пара- метров бурового раствора проектным значениям, об- разование рыхлой и толстой глинистой корки на стенках скважины

## 2 Технологическая часть

### 2.1 Обоснование и расчёт профиля (траектории) скважины

Учитывая исходные данные на бурение (длина вертикального участка – 100 метров, отход на кровлю продуктивного пласта 1500 м, тип профиля: ННС) наилучшим решением для вывода скважины в требуемую точку пласта является проектирование трёхинтервального профиля скважины. Трёхинтервальный профиль пилотного ствола позволит без проблем осуществить отбор керна в пределах продуктивного ствола, вскрыть пласт на всю глубину, а также произвести спуск ГНО в скважину. Профиль скважины представлен на рисунке 2.1.

Расчётные данные по профилю скважины представлены в таблице 2.1.

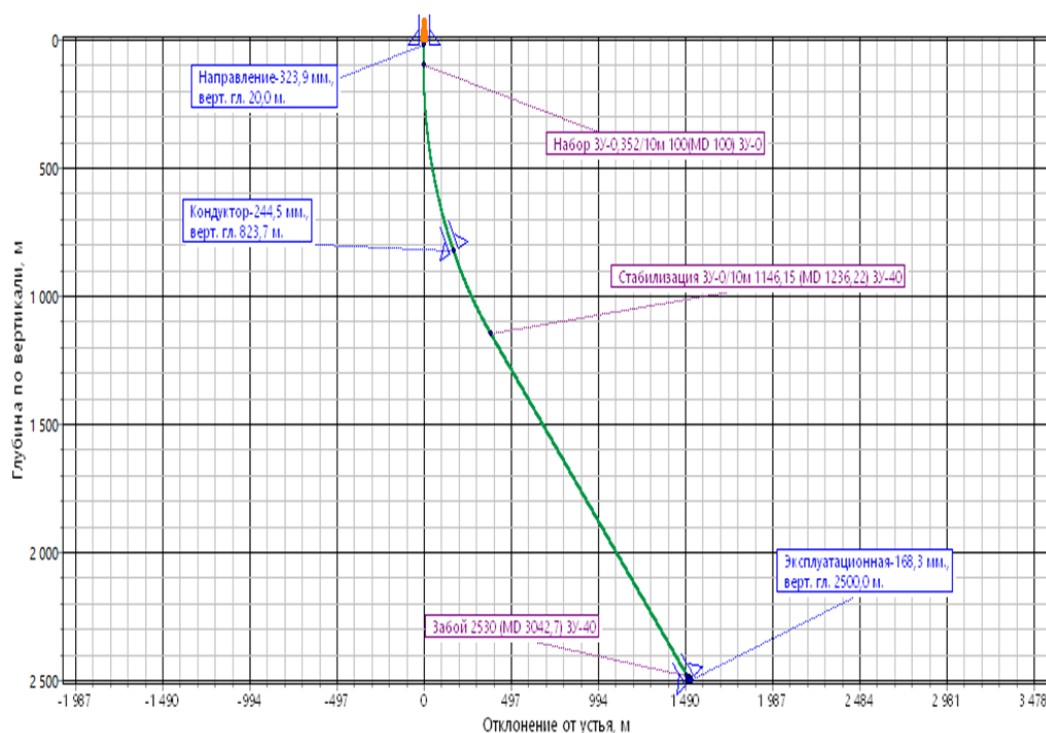


Рисунок 2.1 – Профиль проектируемой скважины

Таблица 2.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	Плоский, J-образный, трёхинтервальный										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				3042,7		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				0,352	
Отход скважины, м				1500							
Длина интервала бурения по пласту, м				16,78							
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				2,5		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				40	
						Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				40	
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	Всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	100,00	100,00	0	0ч	0	0	0	0	100,00	100,00
2	100,00	1146,15	1046,15	0	380,77	380,77	0	40	100	1236,22	1136,22
3	1146,15	2530	1383,85	380,77	1541,9	1161,13	40	40	1236,22	3042,7	1806,48
Итого	Σ		2530	Σ		1541,9	-	-	Σ		3042,7

## 2.2 Обоснование конструкции скважины

Проведем проектирование конструкции скважины. Для этого перепишем необходимые исходные данные для проектирования скважины в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Исходные данные для расчёта конструкции скважины

Параметр	Описание
Тип скважины	Нефтяная
Дебит, м <sup>3</sup> /сут	50-300
$P_{пл}^{МАКС}$ , МПа	25,83
L, м	3042,7
$P_f$ , г/см <sup>3</sup>	0,71
grad $P_{гр}$ , МПа/м	0,0178

### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Для определения конструкции забоя, проверим коллектор на устойчивость. Порода будет считаться устойчивой, если выполнено условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч} \quad (2.2.1.1)$$

При этом  $\sigma_{сж}$  - предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (30МПа). Расчётное значение предела прочности рассчитывается по следующей формуле:

$$\sigma_{сж}^{расч} = 2 \cdot \left( K \cdot (P_{гор} - P_{пл}) + (P_{пл} - P_z) \right) \quad (2.2.1.2)$$

где K - коэффициент бокового распора, рассчитываемый по формуле:

$$K = \frac{\mu}{1-\mu} = \frac{0,3}{1-0,3} = 0,429 \quad (2.2.1.3)$$

где  $\mu=0,3$ , т.к. горная порода коллектора - песчаник.

Определим горное давление в пласте-коллекторе:

$$P_{гор} = grad_i P_{гор} \cdot h_i \quad (2.2.1.4)$$

$$P_{гор} = 57,465 \text{ МПа};$$

Минимальное забойное давление находится по формуле:

$$P_z = \rho_H \cdot g \cdot (H_{под} - h_d) \quad (2.2.1.5)$$

где  $h_d$ - динамический уровень в скважине в конце эксплуатации и определяется по формуле 6:

$$h_d = \frac{2 \cdot H_{\text{скв}}}{3} = 1686,7 \text{ м} \quad (2.2.1.6)$$

$$P_3 = 710 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2} \cdot (2530 \text{ м} - 1686,7 \text{ м}) = 5,874 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{сж}}^{\text{расч}} = 67,06 \text{ МПа};$$

$$30 \text{ МПа} \geq 67,06 \text{ МПа},$$

Так как условие устойчивости не выполняется, порода-коллектор в призабойной зоне неустойчива.

Способ закачивания скважины: открытый вышележащий интервал скважины с закрытым зацементированным участком продуктивного пласта.

## 2.2.2 Построение графика совмещённых давлений

Построим график совмещённых давлений для определения числа обсадных колонн и определения интервалов, несовместимых по условиям бурения рисунок А.1.

Из графика видно, что интервалов, несовместимых по условиям бурения нет, промежуточные колонны не требуются. Применяем классическую одноколонную конструкцию скважины.

## 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Определим число обсадных колонн и глубин их спуска. Четвертичные отложения (суглинки, супеси) заканчиваются на глубине 20 метров, но по условию технического задания необходимая длина вертикального участка скважины составляет 100 метров. Поэтому для придания скважине большей устойчивости и прохождения вертикально участка роторной компоновкой запроектируем глубину спуска направления до 100 метров.



Определим минимальную глубину спуска кондуктора по формуле:

$$H_k \geq \frac{P_{пл} \cdot 10^{-5} \cdot L \cdot \gamma_{\phi}}{\Delta P_{ГР} \cdot 10^{-5} \cdot \gamma_{\phi}} = \frac{25,83 \cdot 10^{-5} \cdot 2530 \cdot 710}{0,0175 \cdot 10^{-5} \cdot 710} \geq 589,64 \text{ м};$$

Так как фактически весь стратиграфический разрез скважины представлен перемежающимися глинами, песчаниками и алевролитами. Кроме того, практически по всей длине скважины наблюдаются различные осложнения, связанные с водопроявлениями, прихватами, только в интервале от 800 до 910 метров отсутствуют обвалы и осыпи стенок скважины, кроме того, в этом интервале не наблюдается водопроявления. Так что за глубину спуска кондуктора примем глубину 850 метров.

Глубина спуска эксплуатационной колонны с учётом ЗУМППФа – 2530 метров, т.к. эта глубина обеспечит полное вскрытие продуктивного пласта, и позволит провести отбор керна на всю толщину продуктивного пласта.

#### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Интервалы цементирования проектируем в соответствии с правилами ТБ НиГП:

- направление – 0-100 метров (0-100 метров по стволу);
- кондуктор – 0-850 метров (0-879 метров по стволу);
- эксплуатационная колонна – 713,7-2530 метров (729-3042,7 метров по стволу).

#### 2.2.5 Расчёт диаметров скважин и обсадных колонн

Проведём расчёт диаметров скважин и обсадных колонн. По техническому заданию диаметр эксплуатационной колонны, спускаемой в интервал

продуктивного пласта, составляет 168,3 мм. Результаты проектирования диаметров обсадных колонн представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Диаметры обсадных колонн и скважин

Обсадная колонна	Диаметры колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	324	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	168,3	215,9

Общий вид конструкции скважины приведен на рисунке А.2

## 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Рассчитаем максимальное устьевое давление для нефтяной скважины по формуле 2.2.6.1:

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}; \quad (2.2.6.1)$$

где  $P_{МУ}$  – максимальное устьевое давление, МПа;

$\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>;

$H_{кр}$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{МУ} = 25,83 \cdot 10^6 - 710 \cdot 9,805 \cdot 2480 = 8,56 \text{ МПа};$$

Помимо максимального устьевое давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор диаметром 244,5 мм и эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКК1-21-168х245.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением применяют 5 схему. Для обвязки проектируемой

скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-230/80х21, ГОСТ 13862-90.

Все основные данные проектирования конструкции скважины представлены в таблице А.1.

## 2.3 Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Как уже ранее было сказано, рекомендуется применять одноколонную конструкцию скважины для успешного построения данной скважины. Следовательно, есть три интервала бурения для выбора способа бурения. Для бурения направления будем использовать роторный способ бурения, т.к. колонна на этом интервале имеется небольшой вес и можно достаточно легко поддерживать высокие скорости вращения ротора, а, следовательно, и механическую скорость бурения. Для бурения под кондуктор планируется использовать ВЗД, так как в этом интервала планируется набор зенитного угла. Кроме того, использование ВЗД обеспечит высокие скорости вращения долота и высокие темпы проходки данного интервала. Бурение под эксплуатационную колонну планируется реализовать ротором совместно с ВЗД, так как это позволит исключить дифференциальные прихваты бурильной колонны.

Таблица 2.4 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-100	Направление	Роторный
100-850	Кондуктор	Роторный с применением ВЗД
850-2475, 2500-2530	Эксплуатационная колонна	Роторный с применением ВЗД
2475-2500	Отбор керна	Роторный

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

На первом этапе решения этой задачи необходимо провести разделение горных пород геологического разреза на пачки по буримости. Общеизвестными характеристиками отдельной пачки являются следующие:

- твердость и абразивность пород пачки существенно не отличаются;
- толщина пачки не должна быть меньше проходки на долото;
- пачка непрерывна и разбуривается долотами одного типоразмера.

Выборка долот для строительства проектируемой скважины представлена в таблице Б.1.

Для бурения интервала под направление и кондуктор проектируются шарошечные долота диаметром 393,7 и 295,3 мм. Выбор долот обусловлен тем, что интервалы бурения представлены мягкими горными породами, 10-ой категории абразивности, а потому шарошечные долота способны обеспечить максимальную механическую скорость бурения при значительном экономическом эффекте.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC. Поскольку разрез представлен породами, в которых средняя категория пород – 5,6, абразивности – 8,4. Допустимо применение PDC долот фирмы «БУРИНТЕХ» с дополнительными опциями Т (повышенная стойкость) и У (резцы наивысшей абразивостойкости).

Для отбора керна в интервале 2475-2500 м проектируем бурголовку с резцами PDC. Выбор обусловлен рентабельностью применения лопастных долот и предусматривает задачу максимального сохранения целостности керна. Применение алмазных коронок для твердости пород данного интервала нецелесообразно (ввиду дороговизны и мягкости горных пород), а шарошечные бурголовки в процессе бурения вызывают значительные вибрации в КНБК, что негативно повлияет на вынос керна.

### 2.3.3 Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Осевая нагрузка для шарошечных долот рассчитывается по формуле:

$$G_1 = \frac{\alpha \cdot P_{ш} \cdot F}{10^3} \quad (2.3.3.1)$$

где  $\alpha$  – коэффициент забойных условий,  $\alpha \in [0,33; 0,59]$ ;

$P_{ш}$  – средневзвешенная твердость горных пород по штампу для данной пачки пород по буримости, кг/см<sup>2</sup>;

$F$  – опорная площадь рабочей поверхности долота, см<sup>2</sup>.

Опорная поверхность для шарошечных долот рассчитывается по формуле:

$$F = \frac{D_d}{2} \cdot \eta \cdot \delta \quad (2.3.3.2)$$

где  $D_d$  – диаметр долота, см;

$\eta$  – коэффициент перекрытия – отношение длины образующей шарошки к суммарной длине зубьев, контактирующих с породой, для современных долот  $\eta = 0,7–1,7$ , в расчетах можно принять  $\eta = 1$ ;

$\delta$  – начальное притупление зубьев, см,  $\delta = 1–4$  мм, в расчетах принимается среднее значение  $\delta = 1,5$  мм.

Для PDC долот опорная площадь рассчитывается по следующей формуле:

$$F = 0,03 \cdot D_c \cdot k_T \quad (2.3.3.3)$$

где  $k_T$  – число зубцов на рабочей поверхности;

$D_c$  – средний диаметр зубцов, мм.

При статистическом расчете осевой нагрузки  $G_2$  используется формула:

$$G_2 = q \cdot D_d \quad (2.3.3.4)$$

где  $q$  – удельная нагрузка на один миллиметр диаметра долота, кН/мм;

Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на долото  $G_3$  не должна превышать 80% от предельной  $G_{пред}$ , указанной в технической характеристике (паспорте) долота, то есть:

$$G_3 = 0,8 \cdot G_{пред} \quad (2.3.3.5)$$

Результаты расчёта осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице Б.2. Так как значения осевой нагрузки для интервалов

под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну не превышают предельную осевую нагрузку для используемых долот, в качестве проектной нагрузки следует принять одно из значений  $G_1$  или  $G_2$ . Первые два интервала проектируемой скважины сложены мягкими по буримости горными породами, поэтому достижение оптимальных механических скоростей проходки не требует больших значений осевой нагрузки, и в качестве оптимального, следует принять расчётное значение  $G_1$ . Кроме того, серьёзное увеличение осевой нагрузки в интервале кондуктора и направления приведёт к зашламованности долота, его плохой очистке, что, скорее всего, приведёт к отклонению скорости проходки от оптимальных значений. Для интервала отбора керна, осевая нагрузка принята по предельной, с целью сохранения целостности долота и его дальнейшего использования, а также более качественного выноса керна.

#### 2.3.4 Расчёт частоты вращения долота

Для безопорных PDC расчёт частоты вращения производится только из условия создания необходимой линейной скорости на периферии по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_{\Pi}}{D_d} \quad (2.3.4.1)$$

где  $V_{\Pi}$  – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

Расчет частоты вращения шарошечного долота  $n_2$  по минимально допустимому времени контакта зуба долота с породой ведется по формуле:

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_w}{\tau \cdot z \cdot D_d} \quad (2.3.4.2)$$

где  $d_{ш}$  – диаметр шарошки, мм;

$\tau$  – минимальное время контакта зуба долота с породой, мс;

$z$  – число зубьев на периферийном венце шарошки.

Максимально допустимая частота вращения шарошечного долота  $n_3$  по стойкости опоры проводится:

$$n_3 = \frac{T_0}{0,02 \cdot (\alpha + 2)} \quad (2.3.4.3)$$

где  $\alpha$  – коэффициент, характеризующий свойства горной породы (0,7-0,9 для М; 0,5-0,7 для С, 0,3-0,5 для Т);

$T_0$  – стойкость опоры, час.

Результаты проектирования осевой частоты вращения представлены в таблице Б.3.

Частоты вращения для интервалов под направление и кондуктор были выбраны в соответствии с методическими рекомендациями: так как интервалы планируется с использованием шарошечных долот, то в качестве проектной частоты вращения для этих интервалов следует принять значение  $n_1$ . Для безопорных долот PDC, используемых для бурения эксплуатационной колонны и интервала отбора керна следует принять расчётное значение  $n_1$ .

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Диаметр забойного двигателя				
Интервал		100-850	850-2530	2475-2530
Исходные данные				
$D_d$	м	0,2953	0,2159	0,2124
	мм	295,3	215,9	212,4
Результаты проектирования				
$D_{зд}$ , мм		236,2-265,8	172,7-194,3	169,9-191,2
$M_o$ , Н*м		147,7	108,0	106,2
$M_{уд}$ , Н*м/кН		36,9	27,4	27,0
$M_p$ , кН*м		2,3	1,9	1,2

Для интервала бурения под кондуктор (100-850 м) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240, отвечающий требованиям по совместимости с долотом и способный обеспечить необходимый набор угла. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить наклонно-направленный и прямолинейный (стабилизации) интервалы, а также способен обеспечивать высокий рабочий момент на долоте при бурении мягко-средних и средних горных пород по категории буримости.

Результаты выбора забойных двигателей и их технические характеристики представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	ДГР-240М.3/4.60	ДГР-178М.7/8.37
Интервал, м	100-850	850-2530
1	2	3
Наружный диаметр, мм	240	178
Длина, м	9,48	6,984
Масса, кг	2047	1002
Расход жидкости, л/с	35-64	25-35
Число оборотов, об/мин	138-240	96-144
Максимальный рабочий момент, кН*м	12-17	9,0-12,0
Мощность двигателя, кВт	131-324	62-128

### 2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

В таблице 2.7 представлено проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну в основном стволе.

Таблица 2.7 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну



УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-178х71	178	18,6	3153,3
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК-127х9,19 (Д)	127	360	9615,6
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ-127	127	49,3	3500
2	ТБТ-127	127	49,3	3500
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК-127х9,19 (Е)	127	2784	80436,84

Ниже представлен расчет бурильной колонны при бурении с использованием гидравлического забойного двигателя. Расчет производится для момента отрыва долота от забоя при циркуляции бурового раствора.

Спроектированные КНБК по интервалам бурения приведены в таблице Б.4. Для бурения под направление (вертикального участка скважины) используется роторная компоновка, состоящая из долота, трёх секций УБТС (каждая по одной трубе), для создания необходимой осевой нагрузки при бурении скважины.

На интервале бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну планируется набор угла, поэтому применятся следующая компоновка: долото, ВЗД с регулируемым углом перекоса, переливной клапан, который позволит предотвратить утечки раствора при подъёме бурильной колонны; обратный клапан, необходимый для предотвращения попадания шлама в телесистему и ВЗД,; телесистемы для контролирования пространственного положения инструмента в процессе бурения , устанавливаемой в немагнитные УБТ (НУБТ) и обычных УБТ, необходимых для создания необходимой осевой нагрузки. НУБТ служат для создания необходимой осевой нагрузки, для

придания жёсткости компоновки с использованием забойной телеметрической системы.

Для отбора керна планируется использовать лопастную бурильную головку, СКИ 178/100 для изолированного отбора керна и 4 УБТС для создания необходимой осевой нагрузки. Использование УБТС объясняется меньшими тем, что при использовании УБТС, по сравнению с обычными УБТ, наблюдаются меньшие радиальные биения инструмента, а значит можно качественно и количественно увеличить выход керна.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.8

Таблица 2.8 – Исходные данные

Данные по профилю скважины		Данные об инструменте	
Н, м	100	Д <sub>убт 1</sub> , м	0,178
α <sub>1</sub> , рад	0,6981	q <sub>убт 1</sub> , кг/м	174,1
1	2	3	4
R <sub>1</sub> , м	1627,84	D, м	0,127
L, м	2530	δ, м	0,0092
L <sub>ш</sub> , м	1806,48	d, м	0,1086
Прочие данные		q, Н/м	314,12
G, Н	65000	E, Па	2,1·10 <sup>11</sup>
ρ <sub>бр</sub> , кг/м <sup>3</sup>	1070	G, Па	0,8·10 <sup>11</sup>
ρ <sub>ст</sub> , кг/м <sup>3</sup>	7850	D <sub>д</sub> , м	0,2159
ΔP, Па	6700000	l <sub>тбт</sub> , м	98,64
Q <sub>взд</sub> , Н	10163	l <sub>яс</sub> , м	5,12

Предварительно необходимо рассчитать геометрические характеристики бурильных труб.

Площадь сечения металла труб F:

$$F = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} (0,127^2 - 0,1086^2) = 0,0034 \text{ м}^2$$

Площадь проходного сечения  $F_{\Pi}$ :

$$F_{\Pi} = \frac{\pi}{4} d^2 = \frac{\pi}{4} \cdot 0,1086^2 = 0,00926 \text{ м}^2$$

Осевой момент сопротивления  $W$ :

$$W = \frac{\pi}{32} D^3 \left( 1 - \left( \frac{d}{D} \right)^4 \right) = \frac{\pi}{32} \cdot 0,127^3 \left( 1 - \left( \frac{0,1086}{0,127} \right)^4 \right) = 9,357 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$$

Полярный момент сопротивления  $W_{\rho}$ :

$$W_{\rho} = 2W = 2 \cdot 9,357 \cdot 10^{-5} = 0,000187 \text{ м}^3$$

Осевой момент инерции  $I$ :

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) = \frac{\pi}{64} (0,127^4 - 0,1086^4) = 5,94 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$$

Полярный момент инерции  $I_{\rho}$ :

$$I_{\rho} = 2I = 2 \cdot 5,94 \cdot 10^{-6} = 1,188 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4$$

Также рассчитаем коэффициент выталкивающей силы (Архимеда):

$$k_A = 1 - \frac{\rho}{\rho_{\text{ст}}} = 1 - \frac{1070}{7850} = 0,864$$

Осевое гидравлическое усилие на корпусе забойного двигателя:

$$F_{\text{зд}} = P_{\text{зд}} F_{\Pi} = 6,7 \cdot 10^6 \cdot 0,00926 = 62061,79 \text{ Н}$$

Длина и число УБТ:

$$l_{\text{УБТ}}^* = \frac{1,25}{q_{\text{УБТ}} \cos \alpha} (G - G_{\text{зд}} k_A \cos \alpha - F_{\text{зд}} - G_{\text{КНБК ост}} k_A \cos \alpha) = \frac{1,25}{174,1 \cdot 9,81 \cdot \cos(0,6981)} \cdot$$
$$\cdot (65000 - 10163 \cdot 0,864 \cdot \cos(0,6981) - 62061,8 - 46234) = -326,81 \text{ м}$$

В связи с тем, что в результате расчета получается отрицательная величина, делаем вывод о ненужности установки дополнительных УБТ в добавок к уже запроектированным.

Длина колонны бурильных труб:

$$l_{\text{БТ}} = L - l_{\text{КНБК}} - l_{\text{ТБТ}} - l_{\text{яс}} = 2496 \text{ м}$$

Сила тяжести КНБК:

$$G_{\text{КНБК}} = 4757,54 \cdot 9,81 = 46671,47 \text{ Н}$$

Сила тяжести бурильных труб:

$$G_{\text{БТ}} = q_{\text{БТ}} l_{\text{БТ}} = 2496 \cdot 320,52 = 800071,92 \text{ Н}$$

Забойное давление в нижнем сечении бурильных труб:

$$p_{\text{заб}} = \rho g (L - l_{\text{КНБК}} \cos \alpha) = 1070 \cdot 9,81 \cdot (2830 - 28,99 \cdot \cos(0,6981)) = 29,47 \text{ МПа}$$

Выталкивающая сила, действующая на бурильные трубы в продольном направлении:

$$F_A = p_{\text{заб}} F = 29472548 \cdot 0,0034 = 100346,14 \text{ Н}$$

Коэффициенты трения при поступательном движении труб:

- в открытом стволе  $f_3 = 0,4$ ;
- внутри обсадной колонны  $f_2 = 0,2$ .

Продольное усилие в нижнем сечении бурильных труб:

$$F_{\text{тр.КНБК}} = f_3 (G_{\text{КНБК}} + G_{\text{зд}}) k_A \sin \alpha_2 = 0,4 \cdot 46671,47 \cdot 0,864 \cdot \sin(0,6981) = 12620,721 \text{ Н},$$

$$N(l_{\text{БТ}}) = (G_{\text{КНБК}} + G_{\text{зд}}) k_A \cos \alpha_1 + F_{\text{тр.КНБК}} + F_{\text{зд}} - F_A = 46671,47 \cdot 0,864 \cdot \cos(0,6981) + \\ + 12620,7 + 62061,8 - 100346,14 = 11940,8 \text{ Н}$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на участке стабилизации:

$$F_{\text{пз}} = (q(l_{\text{III}} - l_{\text{КНБК}} - l_{\text{ТБТ, яс}}) + G_{\text{КНБК}} + G_{\text{зд}} + G_{\text{ТБТ, яс}}) k_A \sin \alpha = \\ = (320,52 \cdot (1806,48 - 28,99 - 98,64 - 5,12) + 46671,5 + 10163,2 + 74953,12) \times \\ \times 0,864 \cdot \sin(0,6981) = 370980,6 \text{ Н}$$

Суммарная сила трения на участке стабилизации:

$$F_{\text{трз}} = f_3 F_{\text{пз}} = 0,4 \cdot 370980,6 = 148392,2 \text{ Н}$$

Продольное усилие в начале участка стабилизации:

$$N_3 = N(l_{\text{БТ}}) + (q(l_{\text{III}} - l_{\text{КНБК}} - l_{\text{ТБТ, яс}}) + G_{\text{ТБТ, яс}}) \cos \alpha + F_{\text{трз}} - F_{\text{тр.КНБК}} = \\ = 11940,8 + (320,52 \cdot (1806,48 - 28,99 - 103,76) + 74953,12) \cdot \cos(0,6981) + \\ + 148392,2 - 12620,7 = 641574,5 \text{ Н}$$

Поперечная прижимающая сила на участке искривления профиля:

$$F_{\text{п2}} = q R_1 (2(1 - \cos \alpha) - \alpha \sin \alpha) - N_3 \alpha = 320,52 \cdot 1627,84 \cdot$$

$$\cdot(2 \cdot (1 - \cos(0,6981)) - 0,5236 \cdot \sin(0,6981)) - 641574,5 \cdot 0,6981 = -437887 \text{ Н}$$

Отрицательное значение говорит о том, что колонна прижимается к верхней стенке скважины.

Сила трения на участке искривления:

$$F_{\text{тр}2} = f_2 |F_{\text{п}2}| = 0,2 \cdot 437887 = 84577,6 \text{ Н}$$

Продольное усилие в сечении изгиба:

$$N(H) = N_3 + qh + F_{\text{тр}2} = 641574,5 + 320,52 \cdot 100 + 84577,6 = 761204,1 \text{ Н}$$

Суммарное продольное усилие от веса буровой колонны в жидкости:

$$G_{\text{БК}} = \left( (G_{\text{зд}} + G_{\text{КНБК}}) \cos \alpha + q(L - L_{\text{КНБК}} \cos \alpha) \right) k_A = \\ ((10163,2 + 46445) \cdot \cos(0,6981) + 320,52 \cdot (3042,5 - 28,99 \cdot \cos(0,6981))) \cdot 0,864 = \\ = 814889,0 \text{ Н}$$

Суммарная сила трения на невертикальных участках профиля:

$$F_{\text{тр}} = F_{\text{тр}2} + F_{\text{тр}3} = 235969,8 \text{ Н}$$

Продольное усилие в верхнем сечении колонны:

$$N(0) = N(H) + qH = 761204,1 + 320,52 \cdot 100 = 793256,1 \text{ Н}$$

Изгибающий момент:

$$M_{\text{и}} = \frac{EI}{R_1} = \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 5,94 \cdot 10^{-6}}{1627,8} = 766,5 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Напряжение изгиба:

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{M_{\text{и}}}{W} = \frac{ED}{2R_1} = \frac{766,5}{9,35 \cdot 10^{-5}} = 8191837,0 \text{ Па}$$

Нормальное напряжение:

- в сечении изгиба:

$$\sigma(H) = \frac{N(H)}{F} + \sigma_{\text{и}} = \frac{761204,1}{0,0034} + 8191837,0 = 231764198,2 \text{ Па};$$

- в верхнем сечении:

$$\sigma(0) = \frac{N(0)}{F} = \frac{793256,1}{0,0034} = 232986316,7 \text{ Па}.$$

Наиболее опасным сечением является то, в котором нормальные напряжения достигают максимальной величины. В данном случае они наблюдаются в сечении изгиба.

Коэффициент запаса статической прочности согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности  $k_{ст}=1,4$ .

Требуемый предел текучести материала буровых труб:

- в сечении изгиба:  $\sigma_T(H)=k_{ст}\sigma(H)=1,4 \cdot 231764198,2 = 324,5 \text{ МПа}$ ;

- в верхнем сечении:  $\sigma_T(0)=k_{ст}\sigma(0)=1,4 \cdot 232986316,7 = 326,2 \text{ МПа}$ .

Группа прочности материала труб, отвечающая требуемому пределу текучести: Д ( $\sigma_T=517 \text{ МПа}$ , фактический  $k_{ст}=1,46$ ).

Допускаемая растягивающая нагрузка в верхнем сечении, соответствующая пределу текучести материала труб:

$$[N(0)]=\sigma_T(0)F=517 \cdot 10^6 \cdot 0,0034=1562443,83 \text{ Н}$$

Допускаемое усилие для ликвидации прихвата:

$$\Delta G=[N(0)]-N(0)=1532443,83-793256,1=317302,4 \text{ Н}$$

Наибольшие допускаемые глубины спуска секций в клиновом захвате при коэффициенте охвата  $C = 0,9$ .

Предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате с учетом коэффициента охвата:

$$Q_{ТК}^C=Q_{ТК} \cdot C \cdot F=517 \cdot 10^6 \cdot 0,9 \cdot 0,0034=1760246,7 \text{ Н}$$

Коэффициент запаса  $n = 1,15$ .

Наибольшая длина спуска КБТ в клиновом захвате:

$$l_{кл}=\frac{\frac{Q_{ТК}^C}{n}-G_{КНБК}}{q \cdot k_A}=\frac{\frac{1760246,6}{1,15}-46671,5}{320,52 \cdot 0,864}=4807,7 \text{ м}$$

Полученная величина больше длины принятой колонны буровых труб, соответственно трубы данной прочности допускается использовать.

Максимальная длина секции буровых труб:

$$l_{\text{БК}} = \frac{\frac{\sigma_{\text{т}} \cdot F}{n \cdot K_{\text{т}}} - K \cdot G_{\text{КНБК}} - \Delta P \cdot F_{\text{п}}}{K \cdot q \cdot k_{\text{А}}} = \frac{\frac{517 \cdot 10^6 \cdot 0,0034}{1,45 \cdot 1} - 1,15 \cdot 46671,5 - 6,7 \cdot 10^6 \cdot 0,00926}{1,15 \cdot 320,52 \cdot 0,864} = 3449,7 \text{ м};$$

Расчетная длина превышает проектируемую, следовательно, данные трубы можно использовать для комплектования бурильной колонны.

### 2.3.7 Обоснование типов и компонентных составов промывочной жидкости

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам:

- бурение по направлению – свежеприготовленный глинистый буровой раствор;

- бурение под кондуктор – полимерглинистый буровой раствор. При бурении интервала под кондуктор проходят сквозь слой неустойчивых глинистых отложений. В связи с этим требуется решать следующие основные проблемы: укрепление стенок скважины, увеличение выносной способности бурового раствора. Данные проблемы решаются с использованием высокоэффективных полимеров – структурообразователей, поддержание низкой температуры, образование прочной фильтрационной корки, создание высокой скорости потока раствора;

- бурение под ЭК – полимеркарбонатный раствор. При бурении интервала под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и водопроявлений, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты и интервал искривления. При бурении под

эксплуатационную колонну лучшим вариантом является использование полимеркарбонатного раствора;

- отбор керна – биополимерный. Для интервала отбора керна в интервале продуктивного пласта с целью сохранения коллекторских свойств пласта – биополимерный хлоркалийевый. Растворы и компоненты для их приготовления рассматривались на основании программ промывки СТЭК-Сервис.

Очистку бурового раствора предлагается проводить по схеме, изображённой на рисунке 2.2. Данная схема работает по следующему алгоритму:

- на первой стадии раствор поступает линейно на 3 параллельно стоящие вибросита (поток жидкости равномерно распределяется между ними). Установка трёх вибросит позволит поставить на вибросита более мелкие сетки и удалить большое количество выработки на первом этапе очистки;

- вторая ступень - ступень грубой очистки. Очистки от песка. Раствор после первой ступени подаётся на песко- и илоотделители в вибросито-гидроциклонную установку. Очищенная часть идёт на третью ступень очистки, а пульпа идёт на вибросито с целью минимизации потерь бурового раствора.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице А.2. В таблице А.3 представлен компонентный состав бурового раствора.



Таблица 2.9 – Результаты расчета системы бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	100	100	393,7	-	1,3	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =1,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =10,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =0,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>1</sub> =15,8
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>бр</sub> =49,0
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перв1</sub> =18,3
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
100	879	779	295,3	304,0	1,24	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =8,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =44,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =3,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> =70,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> =201,1
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перв1</sub> =18,3
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>2'</sub> =201,1
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перв2</sub> =72,6
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
879	3042,5	2163,5	215,9	225,0	1,14	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =13,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =63,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =10,8
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>3</sub> =106,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> =305,6
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перв2</sub> =72,6
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>3'</sub> =233,1

Продолжение таблицы 2.9

1		2	3	4	5	6
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
2940	2968,9	28,9	212,4	225,0	1,14	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 13,2$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 62,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 10,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 102,8$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 302,8$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 302,8$

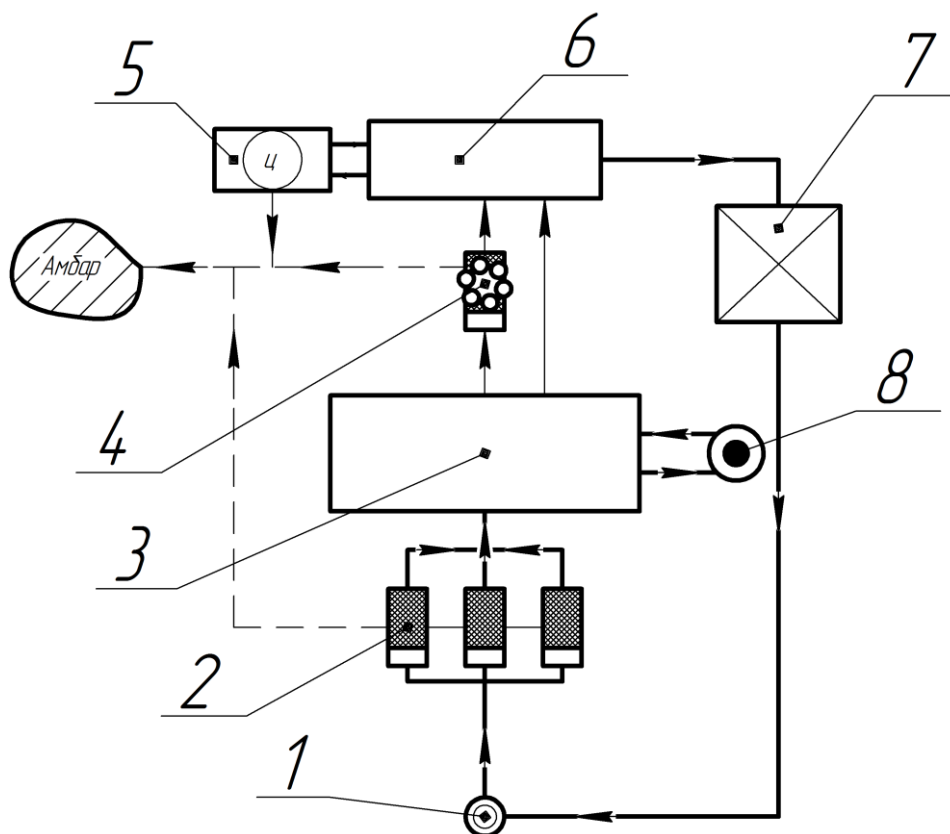


Рисунок 2.2 – Схема очистки бурового раствора. 1 – устье скважины; 2 – вибросито; 3 – ёмкость ЦСГО; 4 – вибросито-гидроциклонная установка; 5 – центрифуга; 6 – ёмкость хранения бурового раствора; 7 – УНБ

### 2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

В таблице А.4 представлены исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

В таблице А.5 представлены диаметры втулок и количество насосов на каждый интервал бурения скважины.

В таблице А.6 представлены результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

Предельное внутреннее давление жидкости, соответствующее пределу текучести материала труб:

$$p_{\text{вн}} = \frac{2\delta c}{D} \sigma_T = \frac{2 \cdot 0,00919 \cdot 0,875}{0,127} \cdot 517 = 65,5 \text{ МПа}$$

Избыточное давление в верхнем сечении определяется из гидравлического расчета промывки скважины:

$$\Delta p(0) = P_d + P_{\text{зд}} + P_{\text{бк}} + P_{\text{кп}} + P_{\text{г}} = 3,86 + 6,7 + 0,49 + 1,945 + 0,145 = 13,14 \text{ МПа}$$

Коэффициент запаса прочности трубы на внутреннее давление:

$$n_{\text{вн}} = \frac{p_{\text{вн}}}{\Delta p(0)} = \frac{65,5}{13,14} = 4,985$$

Полученное значение превышает допустимый коэффициент запаса прочности на внутреннее давление  $[n_{\text{вн}}] = 1,15$ .

### 2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для бурения интервала отбора керна принимаем бурголовку производства компании НПО «Буринтех» БИТ 212,7/100 В 413(S332). Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя бурголовки. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал по глубине, м	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2475-2500	СК – 178/100	3	90	15-20

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчёт обсадных колонн

Исходные данные к расчёту обсадных колонн представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Исходные данные к расчёту обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1075
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тробл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{трн}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1900
плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	710	глубина скважины, м	2830
высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	879	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	50
высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$ , м	10	динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$ , м	1491,8

#### 2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

На рисунке 2.3 (а) представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

В таблице 2.12 записаны результаты расчёта наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом давлении на устье.

Таблица 2.12 – Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	713,7	2430	2522,3	2530
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,52	8,94	9,76	9,76

2 случай: конец эксплуатации скважины.

На рисунке 2.3 (б) представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

В таблице 2.13 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации скважины при снятом на устье давлении.

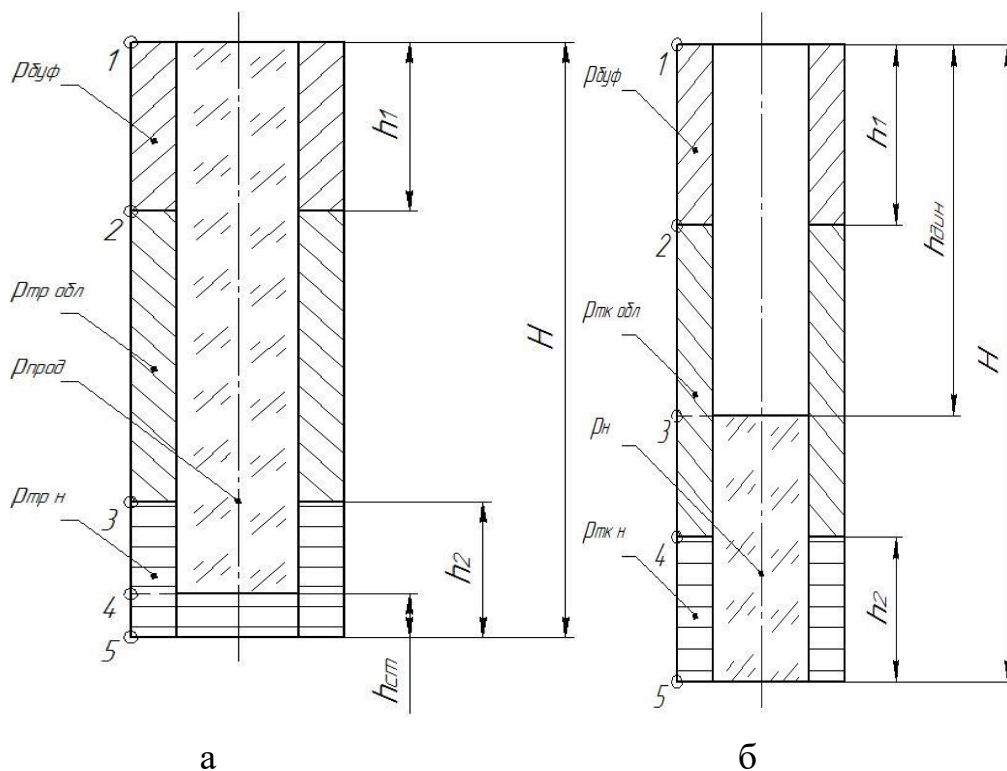


Рисунок 2.3 – а. Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б. Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины.

Таблица 2.13 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважины

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	713,5	1491,8	2430	2530
Наружное избыточное давление, МПа	0	7,52	16,11	19,93	20,63

По расчётам строим эпюру избыточных давлений, которая представлена на рисунке 2.4.

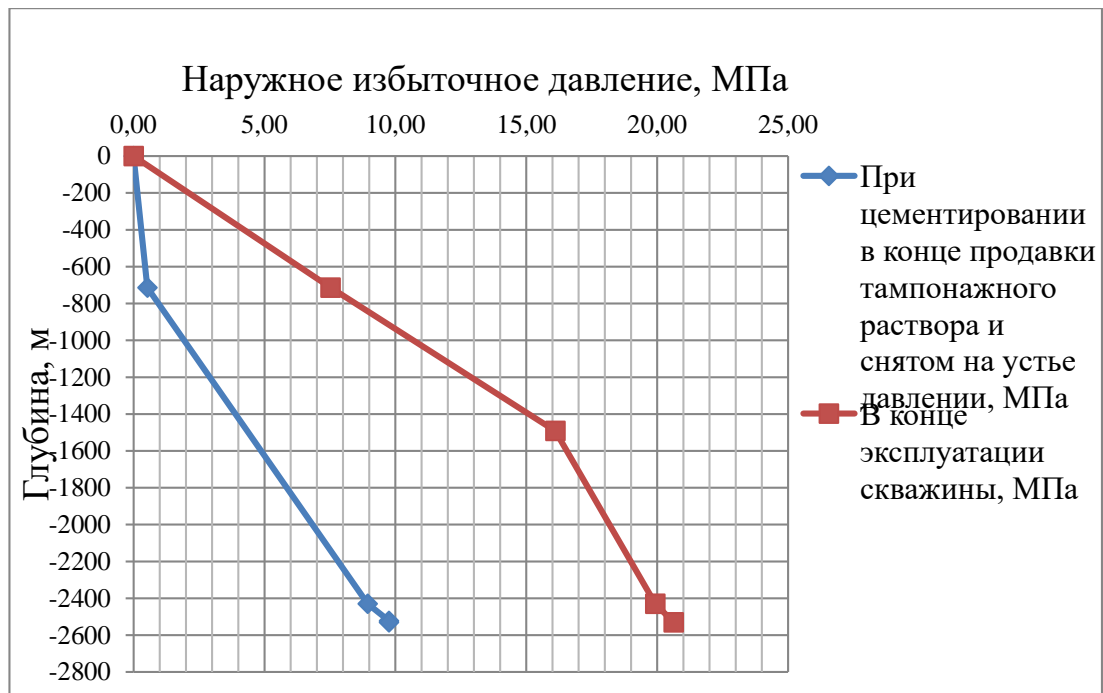


Рисунок 2.4 – Эпюры наружных избыточных давлений

#### 2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Схема расположения уровней жидкости в конце продавки тампонажного раствора представлена на рисунке 2.5.

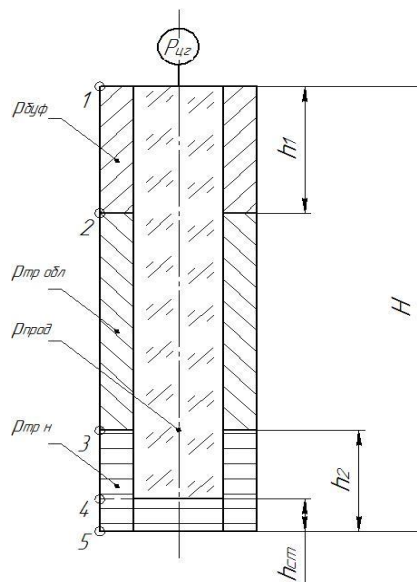


Рисунок 2.5 – Схема расположения уровня жидкостей в конце продавки тампонажного раствора

Максимальное давление на цементировочной головке составляет  $P_{цг} = 19,64$  МПа. В таблице 2.14 приведены расчётные значения внутренних избыточных давлений в характерных точках скважины.

Таблица 2.14 – Значения внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	713,7	2430	2522,3	2530
Внутреннее избыточное давление, МПа	19,64	19,12	10,70	9,89	9,89

## 2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 2.6 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности). Давление опрессовки составляет  $P_{оп} = 11,5$  МПа.

В таблице 2.15 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

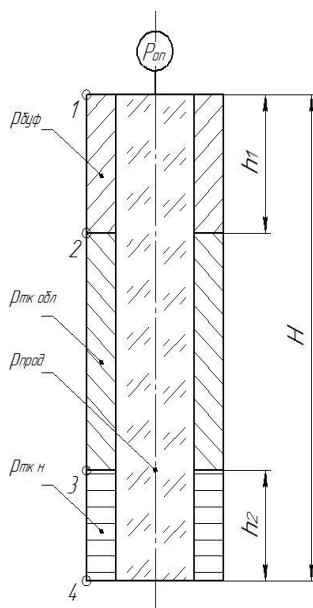


Рисунок 2.6 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны



Таблица 2.15 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	713,7	2430	2530
Внутреннее избыточное давление, МПа	11,50	10,98	8,87	8,75

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 2.7.



Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений

#### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Результаты проектирования секций обсадной колонны представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
1	Д	8,9	130,5	0,354	46,2	46,2	2430-2530
2	Д	8	625,7	0,316	197,72	243,92	2030-2430
3	Д	7,3	2090,3	0,294	614,54	858,46	189-2030
4	Д	8	196,2	0,316	62,00	920,47	0-192

## 2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{пг}} \quad (2.4.2.1.1)$$

Гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора  $P_{\text{гс кп}} = 34,83$  МПа, гидродинамическое сопротивление в кольцевом пространстве  $P_{\text{гд кп}} = 0,199$  МПа, а значит условие выполняется:

$$(34,63+0,195) \text{ МПа} \leq 35,71 \text{ МПа}$$

$$34,83 \text{ МПа} \leq 35,71 \text{ МПа};$$

Условие выполняется, значит, применяем прямое одноступенчатое цементирование.

### 2.4.2.2 Расчёт тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты расчёта состава и количества тампонажных реагентов приведено в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Плотность тампонажного раствора	Объем тампонажного раствора, м <sup>3</sup>	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м <sup>3</sup>
$\rho_{\text{тр н}} = 1900 \text{ кг/м}^3$	3,09	4329,5 (ПЦТ - II - 150)	1,91
$\rho_{\text{об тр}} = 1500 \text{ кг/м}^3$	45,92	38706,8 (ПЦТ - III - Об (4-6) - 100)	35,89
Сумма	49,01	43036,3	37,79

#### 2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочных жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м <sup>3</sup>
Буферная	22,33
Продавочная	70,16

#### 2.4.2.4 Гидравлический расчёт цементированной скважины

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования.

На рисунке 2.8 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

##### 2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

В таблице 2.19 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора  $t_{\text{цсм}}$  составляет 50 мин.

Таблица 2.19 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м <sup>3</sup>
V	87,57
IV	9,33
III	10,93

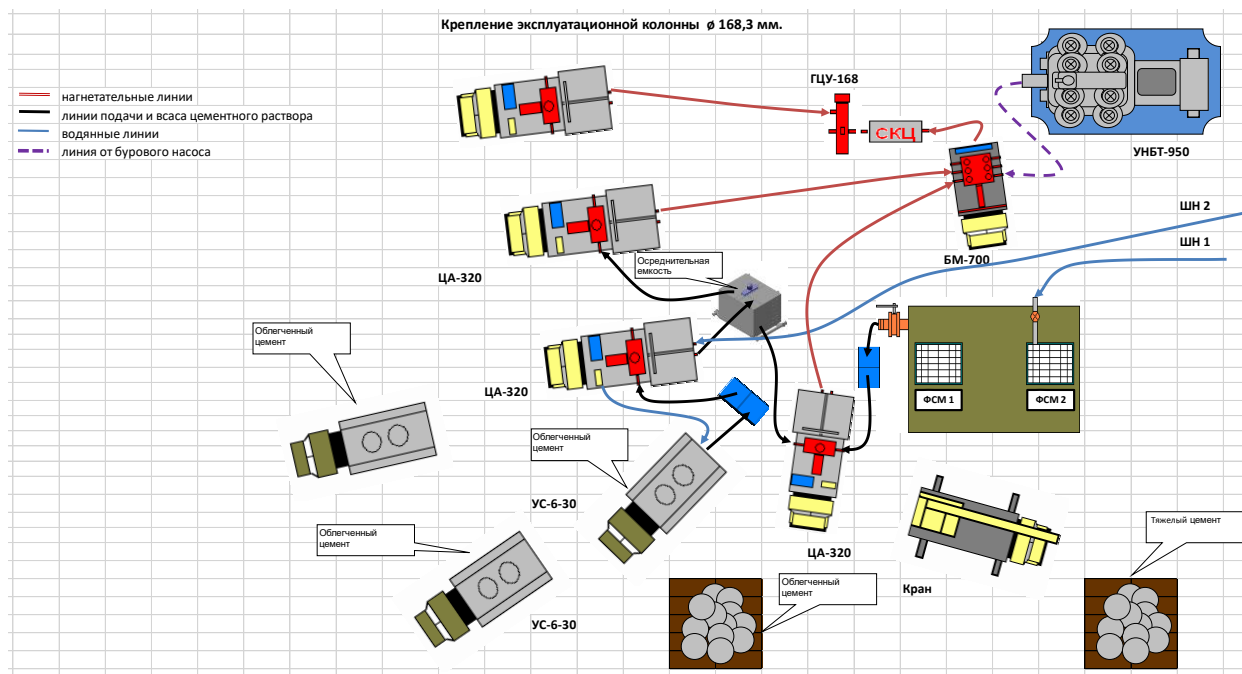


Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования

#### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационная колонна оборудуется специальной технологической оснасткой. В таблице 2.20 представлена выбранная для данной скважины технологическая оснастка обсадной колонны.

Таблица 2.20 – Технологическая оснастка эксплуатационной колонны

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Цементирующая головка	ГУЦ-168 ОТТМ	1
Разделительные пробки	ПРП-Ц-В-168	2
Обратный клапан	ЦКОД-168 ОТТМ	1
Башмак колонный	БКМ-168 ОТТМ	1
Центраторы, в т.ч. по интервалам: У башмака кондуктора 879-3042,7	ЦЦ-2-168/216	50 5 45

#### 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Испытание скважины будет осуществляться в интервале продуктивного пласта 2480-2500 м в пилотном стволе с применением пластоиспытательного оборудования МИГ-146. Многоциклового гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов испытаний пласта. Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и регистрацию восстановления давления.

В комплект МИГ входят следующие элементы:

- многоциклового испытатель пластов ИПМ2-146;
- компенсатор УРВ2-146;
- клапан запорно-поворотный КЗ2-146;
- клапан циркуляционный КЦМЗ-146;
- пакер ПЦР2-146;
- пробоотборник ПИГ2-146;
- яс ЯГЗЗ-146;
- Манометры глубинные регистрирующие;
- другие конструкционные элементы.

Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины изображена на рисунке 2.9.

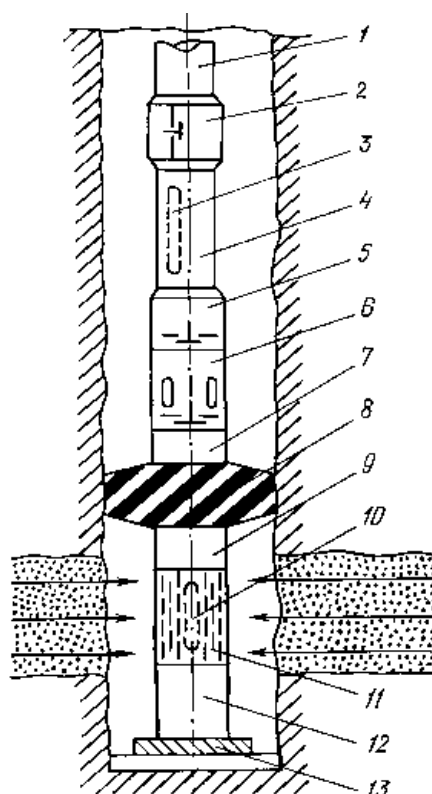


Рисунок 2.9 – Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины: 1,4 – бурильные трубы, 2 – циркуляционный клапан; 3 – верхний манометр, 5 – запорно-поворотный клапан; 6 – испытатель, 7 – яс, 8 – пакер, 9, 12 – УБТ, 10 – нижний манометр, 11 – фильтр, 13 – упорный башмак

Освоение скважины проведем поршневанием (свабированием) с помощью комплекта скважинного оборудования КС-62 в колонне НКТ 73 ГОСТ 633-88. Метод является экономически и экологически эффективным: оборудование имеет высокую мобильность и легко монтируется, позволяет провести плавный запуск скважины, при этом снижая вероятность проникновения промывочных жидкостей в продуктивные пласты.

В конструкцию оборудования для свабирования входят:

- узел заделки каната КС 62.01.000;
- шаблон КС 62.00.006;
- штанга КС 62.00.001;
- скрепер КС 62.08.000;
- ударник сваба КС 62.02.000;

- извлекатель сваба КС.62.03.000;
- сваб КС 62.03.000;
- штанга грузовая КС 62.00.002.

## 2.5. Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ 3200/200 ЭК-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )	88,68	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	0,44
Максимальный вес обсадной колонны, т ( $Q_{об}$ )	93,88	$Q_{об} / [G_{кр}]$	0,47
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	122,04	$Q_{пр} / [G_{кр}]$	0,61
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ( $Q_{влб}$ )	64	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ( $k_{по} > 1,25$ )	1,53
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )	88,68		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{ок}$ )	93,88		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{п}$ )	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{бр}$ )	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, $м^2$ ( $F_{бо}$ )	13		

### 3 Специальная глава

#### 3.1 Двигатели с регулируемым углом (принцип, конструкция)

Обозначения двигателей ВЗД:

- Д - прямое исполнение, для бурения и ремонта вертикальных скважин;
- ДУ - универсальный винтовой;
- ДРУ - универсальный винтовой с регулируемым углом искривления;
- ДР - двигатель с регулятором угла искривления шпиндельной секции, для бурения наклонно-направленных скважин;
- ДГР - двигатель с укороченным шпинделем и регулируемым углом искривления;
- ДО - двигатель отклонитель с жестким, кривым переводником (с нерегулируемым углом искривления шпиндельной секции), для бурения наклонно-направленных скважин.

Конструкция ВЗД:

- ВЗД имеет двигательную и шпиндельную секции;
- двигательная секция (она же силовая секция, секция рабочих органов, «power section», турбинная секция, винтовая пара) – один из главных элементов двигателя, где гидравлическая энергия потока рабочей жидкости переходит в механическую, формирует крутящий момент;
- шпиндельная секция (шпиндель) – второй основной элемент ВЗД, посылающий крутящий момент и осевую нагрузку силовой секции (рабочей пары) на породоразрушающий (аварийный) инструмент, эксплуатируемый при бурении или выполнении аварийных работ. Шпиндель принимает реакцию забоя и гидравлическую осевую нагрузку, действующие в рабочей паре, радиальные нагрузки от долот и трансмиссии. Шпиндель состоит из следующих основных частей такие как: корпус, вал, осевая и радиальная опоры.





Рисунок 3.1 - Конструкция ВЗД

### 3.1.1 Конструкции ВЗД для направленного бурения

Управляемый винтовой забойный двигатель включает в себя следующие элементы и узлы:

- винтовой забойный двигатель ВЗД с изогнутым переводником (На его верхней части расположен переводник с заданным углом, а угол задаётся разработчиком согласно с требованиями заказчика);

- винтовой забойный двигатель ВЗД с муфтой изменения угла (Корпус универсального вала одиночноизогнутый. Угол изгиба корпуса может задаваться заказчиком. Позиция точки изгиба размещен в верхней или нижней части изогнутого корпуса);

- двойной изогнутый корпус с одним направлением (Корпус универсального вала располагает два угла изгиба в одном направлении);

- двойной изогнутый корпус с разными направлениями (Корпус универсального вала располагает два угла изгиба в разных направлениях. Нижний угол искривления в два раза больше, верхнего угла искривления. Такая конструкция имеет большой угол искривления и малое отклонение);

- изогнутый переводник и корпус с большим отклонением и одним направлением (Кривой переводник размещается в верхней части, а корпус универсального вала имеет один изгиб).

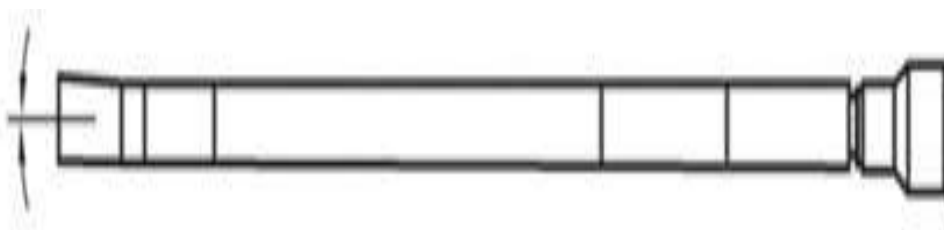


Рисунок 3.2 – ВЗД с изогнутым переходником

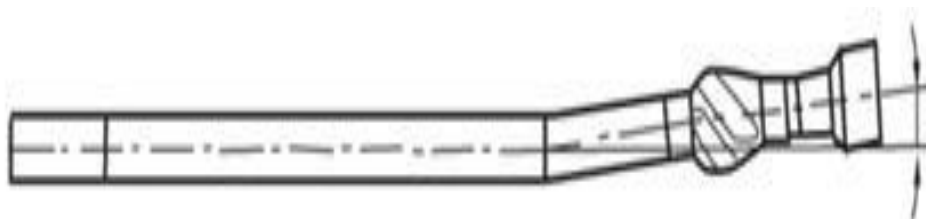


Рисунок 3.3 – ВЗД с одиночноизогнутым корпусом



Рисунок 3.4 – ВЗД с одиночноизогнутым корпусом с разными направлениями

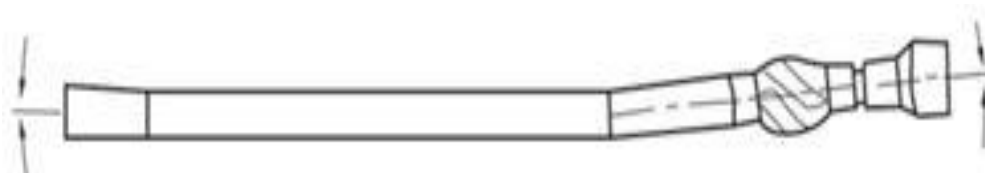


Рисунок 3.5 – ВЗД с изогнутым переводником с одним направлением

Приведённые конструкции существуют и могут применяться, в зависимости от наличия и надобности. Однако чаще всего применяется более простая конструкция, в которой регулятор угла устанавливается между двигательной и шпиндельной секциями, внутри которого проходит карданный вал, соединяющий эти секции.

Такая конструкция не приводит к сильному разбуриванию ствола на участках стабилизации за счёт того, что эксцентричное вращение имеет только шпиндельная секция. Расположение в верхней части двигателя приведёт к увеличению диаметра скважины, а расположение в нижней части приведёт к менее эффективному увеличению угла, а также усложнит конструкцию ВЗД.

### 3.1.2 Конструкция типового регулятора угла

Регулятор угла находится между шпиндельной и двигательной секцией. Существуют модели с регулятором угла, расположенным выше двигательной или ниже шпиндельной секции, но такие двигатели менее эффективны и вытеснены с производства.

В конструктивный состав регулятора угла входят следующие элементы: два переводника (верхний и нижний), сердечник и зубчатая муфта, которые могут быть армированы твердосплавными зубками в связи с этим повышается их износостойкость.



Рисунок 3.6 – конструкция типового регулятора угла

Обычно, регулятор угла позволяет изменять угол в диапазонах от 0 до 2,5 градусов. На корпусе регулятора нанесены метки, указывающие угол перекоса.



Рисунок 3.7 - обозначение угла

### 3.1.3 Методика наклонно-направленного бурения

Забойные двигатели на скважинах Западной и Восточной Сибири устанавливают после бурения интервала под направление. Интервал под кондуктор, в зависимости от условий, бурится с помощью ротора и ВЗД с 0 углом перекоса либо ВЗД без регулятора угла перекоса.

Следующий интервал идёт с набором угла и обычно бурится тем же ВЗД, что и предыдущий, только с установленным углом. Для набора угла двигатель спускают на забой и начинают подачу раствора, проходка нарастает. При этом на устье бурильщик и сотрудник телеметрических служб тесно контактируют друг с другом. Телеметрическая система передаёт сигналы с забоя, что даёт информацию об искривлении ствола скважины в пространстве.

Сотрудники телеметрических служб обрабатывают в реальном времени эти данные и дают указания бурильщику, на какой угол необходимо «подкрутить» колонну бурильных труб с помощью ротора или СВП. Эти операции могут продолжаться несколько смен и называются «бурение слайдом».

Дальше идёт участок стабилизации, на котором начинают активнее подкручивать колонну ротором (СВП), чтобы избежать отклонения ствола от заданной траектории.

Двигатели-отклонители имеют простую конструкцию, которая слабо отличается от обычного ВЗД. Это позволяет в полевых условиях ремонтировать данное оборудование. Простая конструкция, а также простой контроль траектории бурения положительно отразились на применяемости двигателей-отклонителей, поэтому применяются они почти повсеместно. Стоит отметить большое количество модификаций и аналогов.

#### 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

##### 4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия ОАО «Новосибирскнефтегаз»

###### 4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

Предприятие ОАО «Новосибирскнефтегаз» занимается добычей сырой нефти и нефтяного (попутного) газа, производством нефтепродуктов и разведочным бурением. Промышленную добычу нефти компания ведёт с 2000 года. К 2016-му году на месторождениях, разрабатываемых предприятием, было добыто 16 миллионов тонн нефти.

Основные работы предприятие проводит на Верх-Тарском нефтяном месторождении. Верх-Тарское месторождение расположено на севере Новосибирской области и располагает извлекаемыми запасами в размере 16,710 млн т нефти, что составляет порядка 60% всех нефтяных запасов области. Предприятие также владеет лицензиями на пять лицензионных участков в Новосибирской области (Межовский, Восточно-Межовский, Ракитинский, Чековский и Бочкаревский), три в Омской области (Баклянский, Литковский, Кутицкий) и два лицензионных участка в Иркутской области (Нотайский, Ульканский).

Добыча нефти на лицензионных участках ведется в соответствии с классическими стадиями разработки нефтяных месторождений. Сегодняшний этап в развитии нефтепромысла – после цикла, связанного с сокращением размеров нефтедобычи, стабилизация объёмов добываемых углеводородов. Перспективы ресурсы лицензионных участков исчисляются в 20 миллионов тонн нефти, остаточные запасы на разрабатываемых нефтяных месторождениях составляют 19 миллионов тонн, которые располагаются в пластах юрских отложений.

Все годы компания стремилась повышать уровень предприятия, делая ставку на профессионализм своих сотрудников, укрепление партнерских отношений с участниками рынка, используя прогрессивные информационные технологии. В своей работе компания использует многолетний опыт работы, инновации и индивидуальный подход.

За время работы накоплен значительный положительный опыт, создана команда профессионалов, разработаны и получили широкое распространение современные технологии ведения бизнеса

#### 4.1.2 Организационная структура управления предприятием

Организационная структура управления ОАО «Новосибирскнефтегаз» линейно- функциональная, базирующаяся, с одной стороны, на линейных полномочиях, с другой – на принципе функциональной департаментализации (процесс деления организации на отдельные элементы, каждый из которых имеет свою четко определенную, конкретную задачу и обязанности).

В структуру управления предприятием входит общее собрание акционеров, совет директоров и единоличный исполнительный орган – генеральный директор.

Высшим органом управления ОАО «Новосибирскнефтегаз» является общее собрание акционеров.

Общее руководство деятельностью предприятия осуществляет совет директоров, который вправе принимать решения по любым вопросам деятельности, кроме тех, которые отнесены в соответствии с Уставом Общества к компетенции общего собрания акционеров. Члены Совета директоров избираются годовым собранием акционеров, в порядке, предусмотренном Уставом Общества, сроком до следующего годового общего собрания акционеров. Лица, избранные в состав Совета директоров, могут переизбираться неограниченное число раз.

Руководство текущей деятельностью ОАО «Новосибирскнефтегаз» осуществляется генеральным директором в порядке и в пределах компетенции, определенной Уставом Общества, а также в соответствии с решениями совета директоров и общего собрания акционеров. Генеральный директор назначается советом директоров сроком на 3 года. По истечении срока полномочий генерального директора он может быть назначен советом директоров на тот же срок неограниченное число раз. Генеральный директор подотчетен совету директоров и общему собранию акционеров.

На 01.09.2018 в ОАО «Новосибирскнефтегаз» работало: 243 тыс. человек  
Организационная структура ОАО «Новосибирскнефтегаз» на рисунке X, приложения Д.

## 4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

### 4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ и при составлении нормативной карты. Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые». Документ содержит нормы времени для всех осуществляемых технологических операций и их составляющих.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:



$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h$$

где  $T_{Б1}$  – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;  $h$  – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам. Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ».

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин». Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины приведена в приложении Г, таблица Г.1.

#### 4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_m} = \frac{3043}{222,38} = 13,68 \text{ м/ч},$$

где  $H$  – длина скважины, м;  $t_m$  – время механического бурения, час

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{t_m + t_{\text{СПО}}} = \frac{3043}{222,38 + 21,82} = 12,46 \text{ м/ч},$$

где  $t_{\text{СПО}}$  – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{3043 \cdot 720}{481,76} = 4547,8 \frac{\text{м}}{\text{ст}} \cdot \text{мес},$$

где  $T_K$  – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{3043}{4} = 760,75 \text{ м},$$

где  $n$  – количество долот, необходимых для бурения скважины.

#### 4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

буровой мастер	1 чел.
помощник бурового мастера	1 чел.
бурильщик 6 разряда	2 чел.
бурильщик 5 разряда	4 чел.
помощник бурильщика 5 разряда	4 чел.
помощник бурильщика 4 разряда	4 чел.
электромонтёр 5 разряда	4 чел.
слесарь 5 разряда	2 чел.
лаборант	2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов, или 45 суток. Календарное время бурения – 481,76 часов, или 20 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 240 часов, или 10 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины на нефтяном месторождении Северного района Новосибирской области приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работы	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы	45												
Бурение под направление	1												
Бурение под кондуктор	4												
Бурение под отбор керна	2												
Бурение под эксплуатационную колонну	13												
Испытание	10												

#### 4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [20], в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных

работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении Д в таблицах Д.1 и Д.2.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Новосибирской области этот индекс составляет на январь 2018 года 224,05. Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении З.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки  $C_c^{1м}$  составит:

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{223\,175\,014 - 8\,392\,519}{3043} = 70\,582,5 \frac{\text{руб}}{\text{м}},$$

где  $C_c^{1м}$  – сметная стоимость одного метра, руб/м;

$C_{см}$  – сметная стоимость скважины, руб;

П – плановые накопления, руб;

H – длина ствола скважины, м.

Результаты расчетов сводим в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3043
Продолжительность бурения, сут.	9,3
Механическая скорость, м/ч	13,68
Рейсовая скорость, м/ч	12,46
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	4547,8
Проходка на долото, м	760,75
Стоимость одного метра, руб	70 582,5

#### 4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое долото: ВБМ 215,9 FD 513 SM	Внедряемое долото: БИТ 215,9 ВТ 413 (S333)
		Исходные данные	
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	3043	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	879-3043	

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28,0
7	Время СПО, ч	13,8	
8	Цена долота в ценах 2017 г., руб	381 600	773 400
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	2164	
10	Количество долблений	$2164/3200 = 0,676$	$2164/4500 = 0,481$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$2164/25,5 = 84,86$	$2164/28 = 77,29$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$84,86 + 9,41 = 94,27$	$77,29 + 9,41 = 86,70$
13	Экономия времени, ч	$94,27 - 86,70 = 7,57$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$381\,600 * 0,676 = 257\,962$	$773\,400 * 0,481 = 372\,091$
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$94,27 * 45825,4 = 4\,319\,960$	$86,70 * 45825,4 = 3\,973\,062$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$257\,962 + 4\,319\,960 = 4\,577\,922$	$372\,091 + 3\,973\,062 = 4\,345\,153$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$4\,577\,922 - 4\,345\,153 = 232\,769$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$232\,769 / 2\,164 = 107,6$	
20	Экономический эффект на долото	$107,6 * 4500 = 484\,039$	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$773\,400 / 484\,039 = 1,6$	

Вывод: предложенное нововведение эффективно скажется на темпах бурения за счет увеличения механической скорости проходки (МСП) и проходки на долото. Стоимость долота с матричным корпусом в два раза превышает стоимость долота со стальным корпусом, однако экономия себестоимости метра проходки в интервале будет 107,6 руб/м, а срок предполагаемой окупаемости данного вложения составит около 19 месяцев.

## 5 Социальная ответственность

### 5.1 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [19]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Строительство скважины; Эксплуатация бурового оборудования; Механическое бурение; Спуско-подъемные операции; Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; Приготовление и обработка технологических жидкостей; Освоение скважины.	Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; Повышенные уровни шума; Повышение уровня вибрации; Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; Недостаточная освещенность рабочей зоны; Повреждения в результате контакта с живыми организмами.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; Поражение электрическим током; Расположение рабочего места на значительной высоте; Пожаровзрывоопасность.	МР 2.2.7.2129-06 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ ГОСТ 12.1005-88 ССБТ СНиП 2.04.05-91 ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ Приказ от 12.03.2013 г. №101 Р 3.5.2.2487—09 РД 10-525-03 ПУЭ «Правила устройства электроустановок» РД 34.21.122-87 ПП РФ №316 ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ

5.1.1 Анализ возможных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе

Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (IA, особый), в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к

средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ Х с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже  $-40^{\circ}\text{C}$  предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06. Нормы приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

#### Повышенные уровни шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

#### Повышенные уровни вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении буровой колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют  $0,1 \text{ м/с}^2$  и  $2,0 \text{ мм/с}$  в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя



использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

#### Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне.

Наименование вещества	Величина ПДКрз, мг/м <sup>3</sup>	Наименование вещества	Величина ПДКрз, мг/м <sup>3</sup>
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: Углеводороды Диоксид серы Диоксид углерода	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ.

#### Недостаточная освещенность рабочей зоны

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) и приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

#### Повреждения в результате контакта с живыми организмами

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09.

5.1.2 Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

При бурении наклонно-направленных скважин возможно получение травм, во избежание этого устраиваются мероприятия по устранению опасного фактора включающего в себя проведение работ согласно ПБНГП, а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03.

#### Поражение электрическим током

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько виды

электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство. Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую подстанцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6(10) кВ.

Непосредственными признаками электрических травм являются:

- контакт человека с токоведущими частями электрооборудования вследствие пробоя или неисправности;
- контакт с поверхностями электроприборов, голым проводам, контактам электрических устройств (автоматических выключателей, патронов ламп, предохранителей) под напряжением;
- одновременное прикосновение к двум фазам под напряжением;
- нарушение правил безопасности персонала при выполнении строительно-монтажных работ;
- прикосновение к влажным металлоконструкциям или стенам, соединенным с источником электротока.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ;
- обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления и зануления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Расположение рабочего места на значительной высоте

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

Пожаровзрывоопасность

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями; в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения согласно ФЗ-123.

Основными причинами пожаров являются:

- Ком.ут.искр.;
- КЗ, молнии;
- статическое электричество;

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

Взрывы — возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП;
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;

- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

## 5.2 Экологическая безопасность

### 5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице 5.1.

### 5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них;
- покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс

агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002.

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;
- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

### 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

#### 5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при

несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасностью для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

### 5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98.

## 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

### 5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ.

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162.

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27.



Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

#### 5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом  $\pm 60^\circ$  от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»:

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

Таблица 5.6 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия.

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель	1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ; 2.Соблюдение нормативов отвода земель; 3.Рекультивация земель.
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и производственными отходами	1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники; 2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Засорение почвы	Вывоз и захоронение
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, отстойников
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж пробуренных скважин

Продолжение таблицы 5.6

1	2	3
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологический, гидрогеохимический и инженерно-геологический мониторинг в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок; Выбросы вредных веществ при работе котельных и передвижных электростанций	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия

## Заключение

В данной Выпускной Квалификационной Работе была рассмотрена геологическая информация о месторождении Новосибирской области, Северного района. Был приведен литологический, стратиграфический разрез по проектируемой скважине, рассмотрены осложнения, связанные с проходкой скважины. Анализ геологических данных, приведенных в работе, может быть использован при проектировании аналогичных скважин этого месторождения. В технологической части произведены обоснование и расчет для профиля скважины, конструкции, способа бурения, процессов заканчивания, цементирования и освоения скважины, гидравлической программы промывки, выбор буровой установки, породоразрушающего инструмента, элементов компоновки бурильной колонны, режимов бурения, очистного агента и применяемого оборудования. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий в процессе строительства скважины. В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены все задачи производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства. В разделе «Финансовый менеджмент» отражена организационная структура организации, специализирующейся на бурении, составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт экономической эффективности мероприятий по повышению ТЭП, сметной стоимости бурения и крепления скважины.

## Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
3. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
4. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.
5. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
6. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.
7. Ананьев А.Н., Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – М.: Интернешнл касп флюидз, 2000. – 139 с. Изд.1 Волгоград
8. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
9. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. - <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).
10. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. - <http://www.semireche.ru>

(Дата обращения 15.04.2018).

11. Трубы утяжелённые бурильные сбалансированные [Электронный ресурс]. - <http://kngc.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

12. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. - <http://www.pnmr.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

13. Ясы [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

14. Двигатели с регулятором угла типа ДРУ [Электронный ресурс]. - <http://rsbservice.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).

15. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

16. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. - <http://burintekh.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).

17. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. - <http://www.akros-llc.com/> (Дата обращения 15.04.2018).

18. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун-т. Пермь, 2007, - 189 с

19. Сваб [Электронный ресурс]. - <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

20. Пластоиспытатель [Электронный ресурс]. - <http://www.bngf.ru/> (Дата обращения 15.04.2018).

21. Фильтр скважинный [Электронный ресурс]. - <http://www.tatpromfilter.ru> (Дата обращения 15.04.2018).

22. Пакер для двухступенчатого и манжетного цементированя ПДМ [Электронный ресурс]. - <http://inrul-bur.ru/equipment/pakery/pdm5/> (Дата обращения 15.04.2018).

23. Роснефть [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/about/Glance/> (дата обращения: 20.05.2018).
24. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с.
25. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемы [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 20.05.2018).
26. СНиП IV-2-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М.: ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.
27. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.
28. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 12 апреля 2017 г. № КЦ/2017-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2018 года».
29. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2018 г.).
30. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
31. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
32. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
33. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
34. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
35. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

36. ОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

37. Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».

38. Р 3.5.2.2487-09. Руководство по медицинской дезинсекции.

39. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

40. ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

41. согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

42. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

43. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».

44. Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 №140 "О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы".

45. РД 39-1.13-057-2002. Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

46. РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

47. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018). Статья 47. Порядок разработки проекта соглашения и заключения соглашения.



48. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 N 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин".

49. 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

50. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).  
ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда

# Приложение А

## Обоснование конструкции скважины

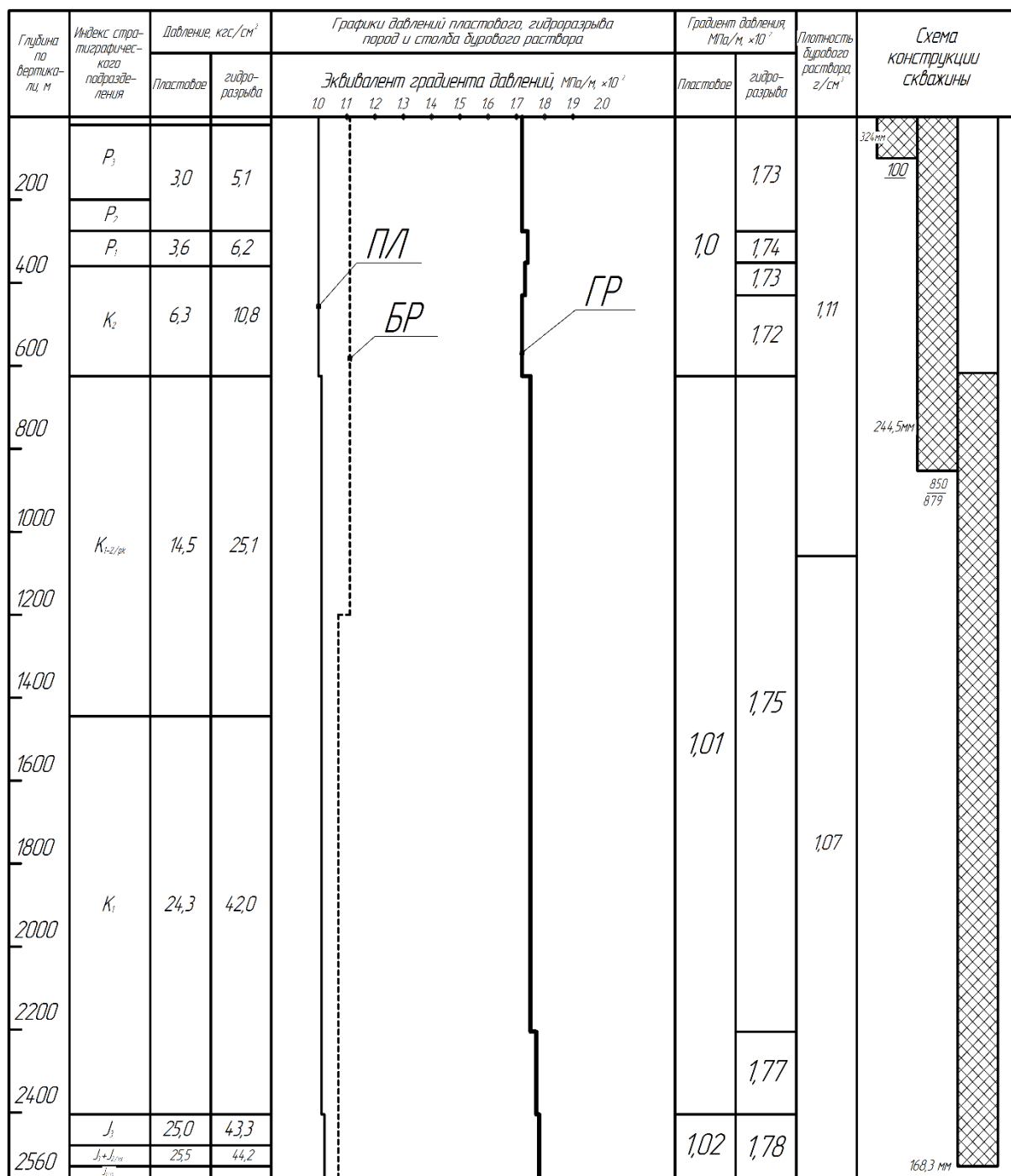


Рисунок А.1 – График совмещенных давлений

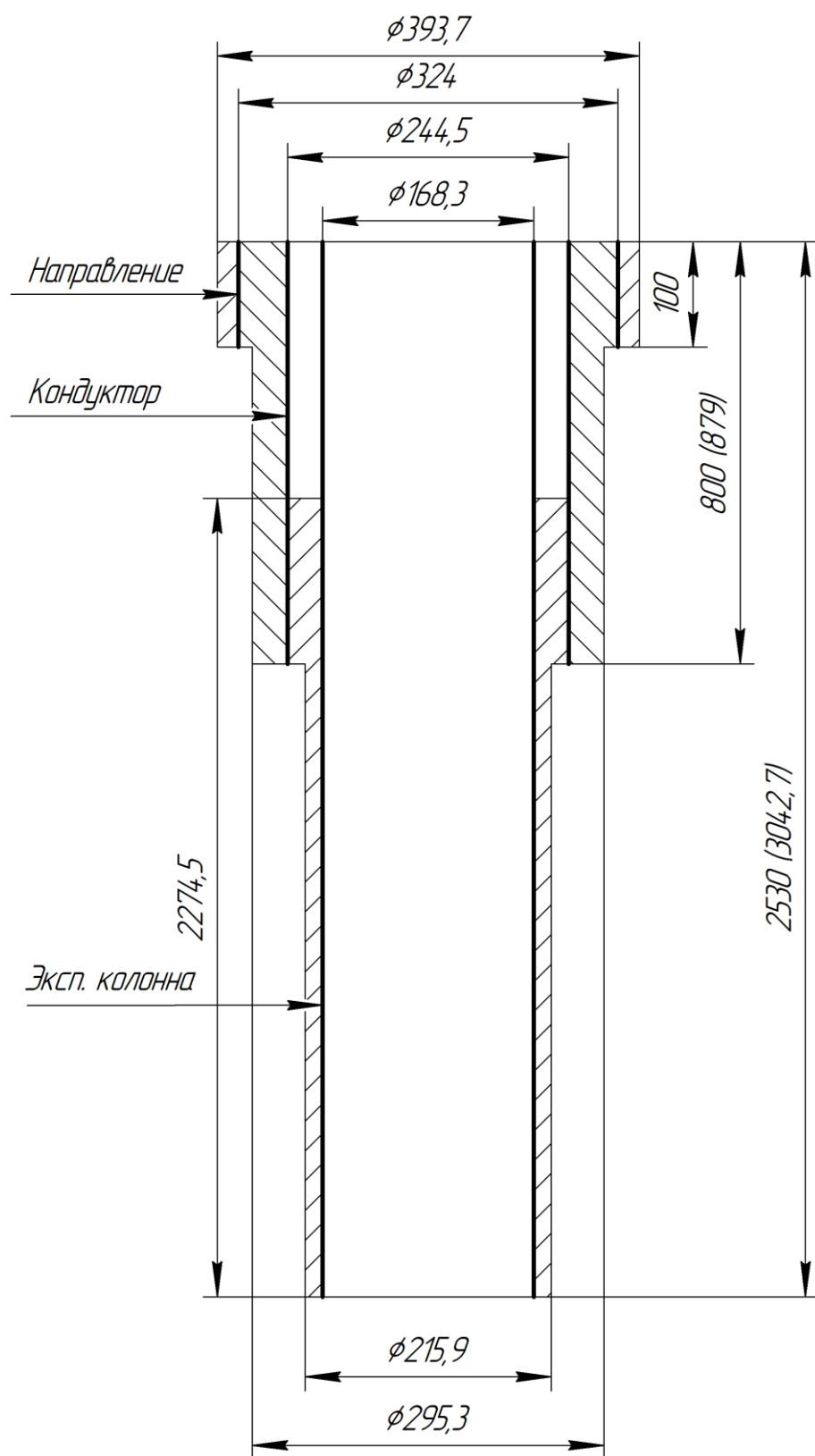


Рисунок А.2 – Конструкция скважины

Таблица А.1 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м			Интервал цементирования, м		Внешний диаметр колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчётная по вертикали	Запроектированная по вертикали	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	100	100	100	0-100	0-100	324	393,7
Кондуктор	850	850	879	0-850	0-879	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2530	2530	3042,7	713,7-2530	729-3003,5	168,3	215,9

Таблица А.2 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные																		
Интервал бурения (по стволу), м			k		Р <sub>пл</sub> , МПа		Н, м		g, м/с <sup>2</sup>		ρ <sub>бр</sub> , кг/м <sup>3</sup>		К		d, м			
от			До															
0	100		1,1		1,0		100		9,81		1200		1,5		0,003			
100			879		1,1		8,82		850		9,81		1150		1,5		0,003	
879			3042,5		1,1		25,83		2480		9,81		1100		1,5		0,003	
2940			2968,9		1,05		25,62		2530		9,81		1100		1,5		0,003	
Результаты проектирования																		
Интервал бурения, м			Плотность, г/см <sup>3</sup>	СНС <sub>1</sub> , дПа	СНС <sub>10</sub> , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача см <sup>3</sup> /30мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с							
от		до																
0		100		1,2	-	-	30-40	-	-	до 2	-	-						
100		879		1,17	10-30	20-60	20-35	6-10	8-9	до 1,5	40-80	10-18						
879		3042,5		1,1	10-30	20-60	20-35	6-10	8-9	до 1,5	40-80	10-18						
2940		2968,9		1,08	30-40	40-70	40-50	4-6	8-10	-	60-100	10-15						

Таблица А.3 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Тип бурового раствора	Компоненты бурового раствора
от (верх)	до (низ)		
0	100	Глинистый	Бентопорошок (структурообразователь), Сода Кальцинированная (регулятор жёсткости и pH), каустическая сода (регулятор pH)
100	879	Инкапсулирующий малоглинистый	Бентопорошок (структурообразователь), ST-PAC L, R (понижители фильтрации) Premisan D (флокулянт, инкапсулятор), ST Slide DW (смазочная добавка), Alperse TH (модификатор реологии, дефлокулянт)
879	3042,5	Полимерглинистый раствор	Вода пресная, NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , Poly-рас R (полианионная целлюлоза), SP-101 (полиакрилонитрил натрия), Realub L, Reastab, МК-160 (мраморная крошка)
2940	2968,9	Биополимерный хлоркалиевый	Seanec T, Seanec XJO, Кампак 60/100 мкм (+ 10/40, 2/5), ST Slide DW (смазочная добавка), CBN, Хлористый калий (ингибитор, утяжелитель), сода кальцинированная (регулятор жёсткости), каустическая сода (регулятор pH), Santi F (пеногаситель)

Таблица А.4 – Гидравлические показатели промывки

Интервал по вертикали, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> кп.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с.
От (верх)	До (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	100	БУРЕНИЕ	0,39	0,14	Центральная	6	14	84,6	390,4
Под кондуктор									
100	850	БУРЕНИЕ	0,98	0,09	Периферийная	5	13	83,8	299,5
Под эксплуатационную колонну									
850	2500	БУРЕНИЕ	0,62	0,065	Периферийная	3	10	100,4	151,7

Таблица А.5 – Режимы работы насосов по интервалам

Интервал по вертикали, м		Вид технологической операции	Тип	Кол-во	Режим работы бурового насоса					
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с
0	100	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	1	180	194	1	125	39,1
100	850	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	0,9	160	220,5	1	125	30,6
850	2500	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	0,9	140	264,1	1	125	23,8

Таблица А.6 – Распределение потерь в циркуляционной системе

Интервал по вертикали, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				эл-тах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	100	БУРЕНИЕ	98,3	51	34,5	4,9	0,4	7,5
100	850	БУРЕНИЕ	196,3	46	48,9	57,3	4,0	10,0
850	2500	БУРЕНИЕ	212,7	63,7	52,6	33,7	56,0	6,1



## Приложение Б

### Углубление скважины

Таблица Б.1 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-100	100-850	850-2530	2475-2500
Шифр долота		V-CS52X-R1258 (523)	V-CS52X-R1258 (523)	БИТ 215,9 ВТ 413 (S333)	БИТ 212,7/100 В 413 (S332)
Фирма		УралБурмаш	УралБурмаш	Буринтех	Буринтех
Тип долота		Шарошечное	Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	212,7
Тип горных пород		М	М	МС, С	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	НЗ–177	НЗ–152	НЗ–117	НЗ–161
	API	7 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> Reg	6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> Reg	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> Reg	–
Длина, м		0,7	0,39	0,37	0,165
Масса, кг		180	86	42	17,0
G, т	Рекомендуемая	20-42	15-30	2-10	2-5
	Предельная	52	35	12	5
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	40-600	60-400	60-120
	Предельная	650	650	400	150
Калибратор		–	2КС-295,3 М	2КС 215,9 С	–

Таблица Б.2 – Осевая нагрузка по интервалам бурения

Интервал	0-100	100-850	850-2530	2475-2500
Исходные данные				
$\alpha$	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кН/см}^2$	4,90	17,29	28,11	60,47
$D_{л}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59	21,24
$\eta$	1,00	1,00	1,00	1,00
$\delta, \text{см}$	0,15	0,15	–	–
$q, \text{кН/мм (кг/см для PDC)}$	0,10	0,35	150,00	250,00
$G_{пред}, \text{кН}$	510,12	343,35	117,72	49,05
$D_c$	–	–	1,60	1,30
$k_T$	–	–	51,00	25,00
$F, \text{см}^2$	2,95	2,21	2,45	0,78
Результаты проектирования				
$G_1, \text{кН}$	14,47	38,29	68,81	47,17
$G_2, \text{кН}$	39,37	103,36	31,75	31,24
$G_3, \text{кН}$	408,10	274,68	94,18	39,24
$G_{проект}, \text{кН}$	39,37	103,36	68,81	39,24

Таблица Б.3 – Частота вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-100	100-850	850-2530	2475-2500
----------	-------	---------	----------	-----------

Исходные данные					
V <sub>л</sub> , м/с		3	2,5	1,5	1
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2124
	мм	393,7	295,3	215,9	212,4
τ, мс		6	7	—	—
z		36	24	—	—
α		0,8	0,8	—	—
Результаты проектирования					
n <sub>1</sub> , об/мин		146	162	106	97
n <sub>2</sub> , об/мин		181	232	—	—
n <sub>3</sub> , об/мин		657	493	—	—
n <sub>проект</sub> , об/мин		146	162	106	97

Таблица Б.4 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Назначение Элемента КНБК	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	100	393,7 V-CS52X-R1258	ПРИ	180	0,7	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			M-177/201	Переводник	75	0,52	
			УБТС2-254х80	Создание осевой нагрузки	2688,8	9,82	
			П-163/177	Переводник	75	0,52	
			УБТС2-203х80	Создание осевой нагрузки	1716,8	8	
			П-122/163	Переводник	63	0,53	
			УБТС-165х75	Создание осевой нагрузки	1010,4	8	
			П-133/122	Переводник	69	0,53	
			ПК-127х9,19 Д (5тр.)	Передача крутящего момента на забой	1602,6	60	
Σ				7479,8	76,62		

Продолжение таблицы Б.4

1	2		3	4	5	6	7
2	100	879	295,3 V-CS52X-R1258	ПРИ	80	0,39	Бурение интервала набора угла, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Калибратор 2КС-295,3 МС	Калибровка стенок скважины	280	0,87	
			Забойный двигатель ДГР- 240М.3/4.60	Набор зенитного угла, обеспечение вращения долота	2047	9,48	
			П-152/171	Переводник	63	0,4	
			Клапан переливной КП-210	Опорожнение раствора при подъёме труб	93	0,6	
			Клапан обратный КОБ-210	Для предотвращения зашламования телесистемы/ВЗД	99	0,64	
			Установочный переводник УВНО-203	Составная часть телесистемы	180	0,86	
			НУБТ-203-102	Установка телесистемы	2026,76	9,2	
			НУБТ-203-102	Установка телесистемы	2026,76	9,2	
			П-122/152	Переводник	54	0,36	
			УБТ-165х71	Создание осевой нагрузки	1087,2	8	
			П-133/122	Переводник	59,2	0,45	
			ПК-127х9,19 Д (34 св.)	Передача крутящего момента на забой	21795,36	816	
Σ				28609,2	856,45		

Продолжение таблицы Б.4

1	2	3	4		5	6	7
3	879	3003,5	БИТ 215,9 ВТ 413(S333)	ПРИ	42	0,37	Бурение интервалов: набора угла, стабилизации
			Калибратор 2КС 215,9 СТ	Калибровка стенок скважины	62	0,6	
			Забойный двигатель ДГР- 178М.7/8.37	Набор зенитного угла, обеспечение вращения долота	1002	6,98	
			Клапан переливной КП-172	Опорожнение раствора при подъёме труб	97	0,82	
			Клапан обратный КОБ-172	Для предотвращения зашламования телесистемы/ВЗД	108	0,78	
			П-147/133	Переводник	114	0,42	
			Установочный переводник УВНО-172	Составная часть телесистемы	150	0,74	
			НУБТ-178-102	Установка телесистемы	1591,27	9,14	
			НУБТ-178-102	Установка телесистемы	1591,27	9,14	
			ПК-127х9,19 Д (15 св.)	Передача крутящего момента на забой	9615,6	360	
			ТБТ-127 (4 тр.)	Обеспечение работы Ясса	3500,2	49,32	
			ЯГБ -171.5	Устранение прихватов	640	5,12	
			ТБТ-127 (4 тр.)	Обеспечение работы Ясса	3500,2	49,32	
			ПК-127х9,19 Д (104св.)	Передача крутящего момента на забой	66668,16	2496	
Σ				88679,16	2988,57		

Окончание таблицы Б.4

1	2		3	4	5	6	7
4	2940	2968,9	БИТ 212,7/100 В 413(S332)	ПРИ	25	0,17	Отбор керна в продуктивном пласте
			СКИ 178/100	Керноотборный снаряд	1120	17,1	
			П-147/133	Переводник	69,8	0,53	
			УБТС-178x71 (4 тр.)	Создание осевой нагрузки	5871.6	36	
			П-133/147	Переводник	69,8	0,53	
			ПК-127x9,19 Д (121 св.)	Передача крутящего момента на забой	77565,84	3144	
Σ				84722,1	2958,33		

Приложение В. Организационная структура ОАО «Новосибирскнефтегаз»

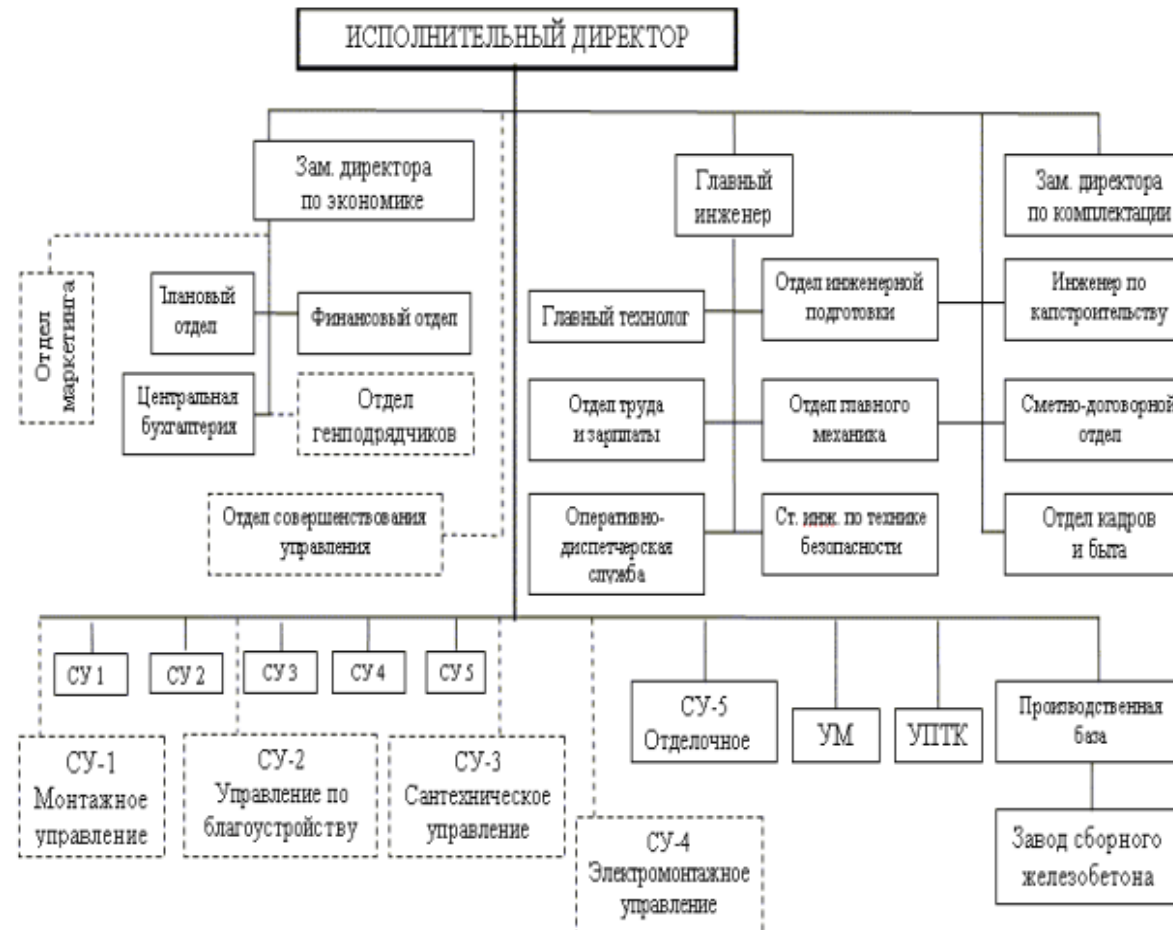


Рисунок В.1 – Организационная структура ОАО «Новосибирскнефтегаз»



Приложение Г. Нормативная карта.

Таблица Г.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота (буровой головки)	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения, л м/ч					
Вышкомонтажные работы										1080,00
Подготовительные работы к бурению										96,00
Бурение под направление	V-CS52X-R1258 (523)	0	100	350	0,02	100	0,29	2,00	0,04	2,04
Промывка (ЕНВ)										1,14
Наращивание (ЕНВ)										0,20
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,15
Установка и вывод УБТ за палец										0,70
Крепление (ЕНВ)										15,00
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,98
Смена вахт (ЕНВ)										1,63
Итого:										24,49

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	V-CS52X- R1258 (523)	100	879	420	0,03	779	1,85	23,37	2,96	26,33 0,84 10,40 0,27 0,43 1,40 0,60 42,35 5,45 5,30 0,84 97,70
Бурение под отбор керна Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ 212,7/100 В 413 (S332)	2975	3000	1500	0,09	25	0,01	2,25	9,41	11,66 0,85 19,60 0,27 0,43 2,22 0,95 15,37 8,88 0,13 60,36

Окончание таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 ВТ 413 (S333)	879	3043	3200	0,09	2164	0,68	194,76	9,41	204,17
Промывка (ЕНВ)										0,85
Нарращивание (ЕНВ)										19,60
Смена долот (ЕНВ)										0,27
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,22
Установка и вывод УБТ за палец										0,95
Крепление (ЕНВ)										50,18
ПГИ (ЕНВ)										10,10
Ремонтные работы (ЕНВ)										8,88
Смена вахт (ЕНВ)										0,13
Итого:										299,21

## Приложение Д

Таблица Д.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	26372,4	3,00	79117,29	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,4	-	-	0,09	2398,56	1,10	30957,93	8,51	240056,26
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,6	3,00	59,70	0,09	345,40	1,10	4458,09	8,51	34569,21
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,2	-	-	0,09	480,27	1,10	6198,76	8,51	48066,84
Содержание полевой лаборатории, экспл. бурение	1539,7	-	-	0,09	130,87	1,10	1689,14	8,51	13098,08
Содержание бурового оборудования, сут	51634,0	3,00	758,58	0,09	4388,89	1,10	56646,81	8,51	439254,84
Износ бурового инструмента к-т,сут	5821,7	3,00	85,53	0,09	494,85	1,10	6386,94	8,51	49526,04
Износ ловильного инструмента при экспл. бурении, сут	1419,2	-	-	0,09	120,63	1,10	1556,97	8,51	12073,17

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв. испытателем пластов	268931,4	1,20	1580,40	0,09	22859,17	1,10	295040,16	8,51	2287821,83
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	174241,8	-	-	-	-	-	-	8,51	1482289,67
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	75625,5	-	-	-	-	1,10	82967,44	8,51	643352,18
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	4741,5	-	-	0,09	403,03	1,10	5201,85	8,51	40336,54
Плата за подключенную мощность, сут	28361,3	3,00	416,67	0,09	2410,71	1,10	31114,75	8,51	241272,27
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	8453,9	3,00	124,20	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	20591,5	-	-	0,09	1750,28	1,10	22590,62	8,51	175173,84
Эксплуатация ДВС, сут	1817,4	-	-	0,09	154,48	1,10	1993,82	8,51	15460,60
Эксплуатация трактора, сут	6926,5	3,00	101,76	0,09	588,75	1,10	7598,91	8,51	58924,01
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,7	3,00	301,20	0,09	1742,64	1,10	22492,05	8,51	174409,50
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	2795,5	147,00	2012,43	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,0	3,00	507,87	0,09	2938,37	1,10	37925,09	8,51	294081,52

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	3046,7	-	-	0,09	258,97	1,10	3342,44	8,51	25918,22
Порошок бентонитовый ПБМВ, т	15396,7	-	-	14,20	218633,14	25,40	391076,18	-	-
POLYPAC ELV, т	407174,8	-	-	0,17	69219,72	0,38	154726,42	-	-
Сода кальцинированная, т	66311,9	-	-	-	-	-	-	0,74	49070,81
SAPP, т	187047,2	-	-	0,09	15899,01	0,06	11222,83	-	-
Poly Plus, т	66977,6	-	-	-	-	-	-	0,42	28130,59
МК-160, т	65344	-	-	-	-	-	-	0,63	41166,72
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	6628,3	0,35	11,36	14,51	96177,10	40,32	267254,35	1,40	9279,66
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	4804,8	-	-	0,80	3843,86	3,50	16816,89	1,03	4948,97
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	5607,3	-	--	6,39	35830,85	63,30	354944,12	-	-
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	5605,3	0,82	22,51	0,34	1905,80	0,86	4820,55	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		85 099,50		482 975,35		1 819 023,11		6 408 281,38	
Итого затраты зависящие от времени	8 795 379,35								
Затраты, зависящие от объема работ									
V-CS52X-R1258 (523)	140162,9	-	-	0,29	40647,24	-	-	-	-
V-CS52X-R1258 (523)	281734,7	-	-	-	-	1,85	521209,27	-	-

Окончание таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
БИТ 215,9 ВТ 413 (S333)	209999,3	-	-	-	-	-	-	0,68	142799,51
Износ шурфа на 10 %, м	318,6	-	-	9,00	2866,97	110,00	35040,72	280,00	3758,04
Транспортировка труб, т	1002,6	-	-	3,40	3408,91	22,20	22258,21	42,70	209,66
Транспортировка долот, т	1349,8	-	-	1,00	1349,76	1,00	1349,76	1,00	6,61
Транспортировка вахт, руб	172 957,40								
Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0,00		48 272,88		579 857,96		146 773,82	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		85 099,50		531 248,23		2 398 881,07		6 555 055,20	
Всего по сметному расчету, руб		9 743 241,40							

Таблица Д.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,40	0,63	17636,50	1,76	49793,71	2,09	58999,97
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,58	0,63	2539,74	1,76	7170,53	2,09	8496,27
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,21	0,63	3531,38	1,76	9970,27	2,09	11813,66
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	1539,67	0,63	962,29	1,76	2716,87	2,09	3219,19
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	51634,01	0,63	32271,26	1,76	91112,52	2,09	107958,11
Износ бурового инструмента к-т,сут	5821,74	0,63	3638,59	1,76	10272,95	2,09	12172,29
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,19	0,63	886,99	1,76	2504,28	2,09	2967,29
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	268931,40	0,63	168082,13	1,76	474551,87	2,09	562290,74
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	279345,60	0,63	174591,00	1,76	492928,59	2,09	584065,09
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	85641,48	0,63	53525,93	1,76	151121,53	2,09	179062,06
Плата за подключенную мощность, сут	28361,34	0,63	17725,84	1,76	50045,94	2,09	59298,83
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	20591,53	0,63	12869,71	1,76	36335,47	2,09	43053,45
Эксплуатация ДВС, сут	1817,38	0,63	1135,86	1,76	3206,92	2,09	3799,84



Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,68	0,63	12813,55	1,76	36176,92	2,09	42865,60
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,02	0,63	21605,64	1,76	60999,91	2,09	72278,06
Эксплуатация бульдозера, сут	3757,28	0,63	2348,30	1,76	6630,03	2,09	7855,85
Эксплуатация трактора, сут	6926,46	0,63	4329,04	1,76	12222,32	2,09	14482,08
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	1676,48	1,70	2850,02	25,00	41912,05	1,21	2028,54
Башмак колонный БК-324, шт	17459,10	1,00	17459,10	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	13273,00	-	-	1,00	13273,00	-	-
Башмак колонный БК-168, шт	9291,10	-	-	-	-	1,00	9291,10
Центратор ЦЦ-245/295, шт	4329,04	-	-	22,00	95238,88	-	-
Центратор ЦЦ-168/191, шт	3369,30	-	-	-	-	56,00	188680,80
ЦКОД-245, шт	23095,02	-	-	1,00	23095,02	-	-
ЦКОД-168, шт	21441,00	-	-	-	-	1,00	21441,00
Продавочная пробка ПРПЦ-324 351, шт	16438,10	1,00	16438,10	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРПЦ-219 245, шт	12078,43	-	-	1,00	12078,43	-	-
Продавочная пробка ПРПЦ-126 168, шт	6150,50	-	-	-	-	1,00	6150,50
Головка цементирующая ГЦУ-324	808632,00	1,00	808632,00	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-245	677944,00	-	-	1,00	677944,00	-	-

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Головка цементирующая ГЦУ-168	588096,00	-	-	-	-	1,00	588096,00
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		1 375 872,95		2 361 302,02		2 590 366,31	
Затрат зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 324х9,5, м	7598,28	100,0 0	759828,20	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9, м	5825,83	-	-	897,0 0	5225765,92	-	-
Обсадные трубы 168х8, м	4075,83	-	-	-	-	3043,0 0	12402756,8
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	5472,56	1,61	8810,82	14,45	127316,37	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100, т	6105,6	-	-	-	-	3,09	18866,24
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-ОБ(4)-50, т	6534,4	-	-	-	-	45,92	300059,65
Хлористый кальций, т	15850	0,11	1743,50	1,03	1795,81	0,19	3059,05
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	29811,16	1,00	29811,16	2,00	59622,32	6,00	178866,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	1227,24	2,79	3424,01	25,87	88579,01	49,01	60147,13
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	7432,88	1,00	7432,88	1,50	11149,32	4,00	29731,52
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	17885,88	1,00	17885,88	1,00	17885,88	1,00	17885,88

Окончание таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	16458,52	-	-	-	-	1,00	16458,52
Пробег ЦА-320М, км	7514,56	3,00	22543,68	8,50	191621,28	13,00	97689,28
Пробег ЦСМ, км	7514,56	1,00	7514,56	3,80	28555,33	4,00	30058,24
Пробег СКЦ-2М, км	8331,36	-	-	-	-	1,00	8331,36
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	3163,06	-	-	16,00	50608,93	24,00	75913,39
Транспортировка обсадных труб, т	3830,79	3,08	11798,84	27,10	319748,55	93,83	359443,21
Транспортировка обсадных труб запаса , т	7661,58	0,09	707,93	0,81	575,55	2,81	21566,59
Транспортировка вахт, руб	172 957,40						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб		871 501,45		6 123 224,26		13 620 833,79	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб		2 247 374,40		8 484 526,28		16 211 200,11	
Всего по сметному расчету, руб		27 116 058,19					

## Приложение Е – Сводный сметный расчет

Таблица Е.1 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Новосибирской области на январь 2018 г

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	12 481 520,80
Разработка трубопроводов линий передач и др.	46 761,80
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	218 698,20
Итого по главе 1	12 746 980,80
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	30 895 664,20
Разборка и демонтаж	247 082,00
Монтаж установки для освоения скважины	91 890,00
Демонтаж установки для освоения скважины	25 588,00
Итого по главе 2	31 263 224,20
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	9 743 241,40
Крепление скважины	27 116 058,19
Итого по главе 3	36 859 299,59
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	2 622 744,80
Итого по главе 4	2 622 744,80
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	4 027 168,53
Итого по главе 5	4 027 168,53
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	2 007 098,99
Эксплуатация котельной	599 327,00
Итого по главе 6	2 606 425,99
Итого по главам 1-6	90 125 843,91

Продолжение таблицы Е.1

1	2
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	14 780 638,40
Итого по главе 7	14 780 638,40
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от глав 1-7)	8 392 518,58
Итого по главе 8	8 392 518,58
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	5 211 754,04
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	3 285 671,03
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	2 039 382,02
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	59 223,07
Топографо-геодезические работы	25 116,60
Скважины на воду	974 238,20
Итого по главе 9	11 595 384,95
Итого по главам 1-9	124 894 385,85
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	249 788,77
Итого по главе 10	249 788,77
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательные работы	161 318,00
Проектные работы	782 086,00
Итого по главе 11	943 404,00
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	63 043 789,31
Итого по главе 12	63 043 789,31
Итого по сводному сметному расчету	189 131 367,93
НДС 18%	34 043 646,23
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	223 175 014,15